

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»

Отделение Геологии

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

| Тема работы   |
|---|
| <b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств пласта Ю1 на Казанском месторождении (Томская область)</b> |

УДК 550.832:553.98(571.16)

Студент

| Группа | ФИО                            | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------------|---------|------|
| 225А   | Фефелов Владимир Александрович |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность    | ФИО        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------|------------|------------------------|---------|------|
| Профессор ОГ | Исаев В.И. | Д. Г.—М. Н             |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность   | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН | Якимова Т.Б. | К.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность                | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель<br>ООД | Гуляев М.В.. |                        |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОГ        | Ростовцев В.В. | К.г.-м.н.              |         |      |

Томск – 2020 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

| Код<br>результата            | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)  |
|------------------------------|--|
| Универсальные компетенции    |  |
| P1                           | Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности  |
| P2                           | Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности |
| P3                           | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности  |
| Профессиональные компетенции |  |
| P4                           | Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий  |
| P5                           | Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование  |
| P6                           | Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте                                      |
| P7                           | Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов   |
| P8                           | Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств,   |
| P4                           | Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием  |

| Код<br>результата | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)   |
|-------------------|---|
|                   | современных образовательных и информационных технологий   |
| P5                | Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование   |
| P6                | Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте   |
| P7                | Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов  |
| P8                | Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике   |
| P9                | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий  |
| P10               | Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности  |
| P11               | Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /  
«Геофизические методы исследования скважин»  
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_

(Подпись)

\_\_\_\_\_

(Дата)

\_\_\_\_\_ **Ростовцев В.В.**

(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

|                    |
|--------------------|
| Дипломного проекта |
|--------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО                               |
|--------|-----------------------------------|
| 225А   | Фефелову Владимиру Александровичу |

Тема работы:

|  |                      |
|--|----------------------|
| Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств пласта Ю1 на Казанском месторождении (Томская область) |                      |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)  | № 45-44/С 14.02.2020 |

|  |               |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 03.06.2020 г. |
|--|---------------|

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|   |  |
|---|--|
| <b>Исходные данные к работе</b>                         | 1) Каротажные диаграммы по разным видам исследования разрезов скважин; 2) Данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах; 3) Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов на месторождении   |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию</b> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования.</li> <li>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования</li> <li>5. Методика и техника полевых работ.</li> </ol> |

|   |  |
|---|--|
| <p><b>и разработке<br/>вопросов</b></p>               | <p>6. Особенности выделения межфлюидных контактов на примере Казанского месторождения</p> <p>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>8. Социальная ответственность</p>  |
| <p><b>Перечень<br/>графического<br/>материала</b></p> | <p>Рисунок 1.1 – Положение района исследований на физической карте России</p> <p>Рисунок 1.2 – Положение района исследований на карте месторождений нефти и газа Западной Сибири</p> <p>Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006г.)</p> <p>Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Суркова 1981 г.)</p> <p>Рисунок 2.3 - фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской Области.</p> <p>Рисунок 2.4 – фрагмент карты Лугинецко-Останинского НГДР ТО 2001 г.</p> <p>Рисунок 3.1 – Геолого-геофизический разрез по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения</p> <p>Рисунок 4.1 - залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup></p> <p>Рисунок 4.2 – Разрез I-I по линии скважин 8-3-1-4.</p> <p>Рисунок 4.3 - Физико-геологическая модель пласта Ю<sub>1</sub> Казанского месторождения</p> <p>Рисунок 4.4 - Диаграмма ПС по стволу скважины</p> <p>Рисунок 4.5 - Диаграмма ГК по стволу скважины</p> <p>Рисунок 6.1 – Строение залежи</p> <p>Рисунок 6.2 - Определение ВНК по данным методов сопротивлений.</p> <p>Рисунок 6.2 – Определение ВНК в песчаном коллекторе по диаграммам ИИНК-Т и ННК-Т</p> <p>Рисунок 6.4 - Физико-геологическая модель вернеюрских отложений Казанского месторождения</p> |

| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> |                               |
|---|-------------------------------|
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>            |
| По менеджменту  | Доцент Якимова Т.Б.           |
| По социальной ответственности                                     | Ст. преподаватель Гуляев М.В. |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 25.02.2019 |
|---|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b> | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Профессор ОГ     | Исаев В.И. | д. г.—м. н                    |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                     | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|--------------------------------|----------------|-------------|
| 225А          | Фефелов Владимир Александрович |                |             |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 97 страниц, 17 рисунков, 17 таблицы, 40 источников.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, интерпретация ГИС, межфлюидные контакты, Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, Томская область.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю<sub>1</sub> Казанского месторождения.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для проектной скважины на Казанском месторождении для определения коллекторских свойств пласта Ю1.

На основании геолого-геофизической изученности месторождения построена физико-геологическая модель, заложена проектная скважина, для нее разработан и обоснован проводимый комплекс геофизических методов, необходимый для решения поставленных геологических задач.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС в проектной скважине для литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определения характера насыщения пластов-коллекторов. Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении и степень изученности месторождения. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы, инклинометрию, кавернометрию. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений и интерпретации полученных результатов.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины и установлению границ флюидных контактов на территории Казанского месторождения составляет 528030,9 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм

человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.



## **ESSAY**

The final qualifying work contains 97 pages, 17 drawings, 17 tables, 40 sources.

Key words: well logging, well log interpretation, fluid contacts, Kazan oil and gas condensate field, Tomsk region.

The purpose of the work is to design a complex of geophysical studies for the project well at the Kazan field.

The objective of this project is to justify the GIS complex in the project well, lithological dismemberment of the section, separation of reservoir layers, determination of reservoir filtration and reservoir properties, determination of the saturation nature of the reservoirs.

To justify the position of the project well, the geological and geophysical information on the geological structure and the degree of knowledge of the field were studied. A complex of geophysical methods was chosen. The complex includes: electrical, radioactive, acoustic methods, inclinometry, cavernometry. The equipment for the designed geophysical research was selected, the measurement methods and interpretation of the results were considered.

The cost of the resources of this scientific research on well design and the establishment of fluid contact boundaries on the territory of the Kazan field is 528030.9 rubles.

Based on the analysis of harmful and dangerous factors identified for geophysical work, the effect of these factors on the human body was determined and remedies were proposed. Safety measures in emergency situations and environmental protection are considered.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

АК – акустический каротаж;  
БК – метод бокового каротажа;  
БКЗ – боковое каротажное зондирование;  
ВНК – Водонефтяной контакт  
ГВК – Газоводяной контакт  
ГГК-П – Гамма-гамма-каротаж плотностной  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГК – Гамма-каротаж  
ГНК – Газонефтяной контакт  
ДС – Кавернометрия, профилометрия  
ИК – Индукционный каротаж  
ИННК – Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж  
Инкл. – Инклинометрия  
НГК – Нейтронный гамма-каротаж  
НК – Нейтронный каротаж  
ННК-Т – Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам  
ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации  
РК – Радиоактивный каротаж  
Рез. – Резистивиметрия  
УЭС – Удельное электрическое сопротивление

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |    |
|---|----|
| Введение .....  | 13 |
| 1. Общие сведения об объекте исследования.....  | 14 |
| 1.1. Географо-экономический очерк .....   | 14 |
| 1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность .....  | 16 |
| 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования ...  | 20 |
| 2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....  | 20 |
| 2.2 Тектоника и магматизм .....   | 26 |
| 2.3 Нефтегазоносность .....   | 28 |
| 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований .....                                 | 31 |
| 4. Основные вопросы проектирования .....  | 35 |
| 4.1. Задачи геофизических исследований .....  | 35 |
| 4.2. Обоснование объекта исследования .....   | 35 |
| 4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса ..... | 38 |
| 5. Методические вопросы.....  | 44 |
| 5.1. Методика проектных геофизических работ .....   | 44 |
| 5.2. Интерпретация геофизических данных .....   | 47 |
| 6. Особенности выделения межфлюидных контактов на Казанском месторождении .....                                   | 54 |
| 6.1. Теоретическое обоснование выделения межфлюидных контактов  | 54 |
| 6.2. Выделение межфлюидных контактов по методам ГИС .....   | 55 |
| 6.3. Выделение межфлюидных контактов по методам ГИС на примере Казанского месторождения.....                      | 58 |

|   |    |
|---|----|
| 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....         | 61 |
| 7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту..... | 62 |
| 7.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования....                | 63 |
| 7.3. Расчет сметной стоимости проекта .....                                     | 68 |
| 8. Социальная ответственность.....  | 73 |
| 8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....           | 76 |
| 8.2. Экологическая безопасность.....  | 89 |
| 8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                                | 90 |
| Заключение .....  | 93 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Исследуемое месторождение находится в Юго-Восточной части Западно-Сибирской равнины на территории Томской области. Казанское месторождение было открыто в 1967 г. и до 2000 г. года находилось в нераспределенном фонде недр. Продуктивными являются верхне- и среднеюрские отложения.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для проектной скважины на Казанском месторождении для определения коллекторских свойств пласта Ю1.

В работе изложены краткие сведения о геологическом строении месторождения, его геолого-геофизической изученности.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» необходимо подсчитать стоимость проектно-сметных работ.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо рассмотреть вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложить мероприятия по уменьшению их воздействия на человека. Необходимо так же предложить мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

### **1.1. Географо-экономический очерк**

В географическом плане район исследования находится в пределах Васюганской равнины, расположенной в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. Территория сильно заболочена. Абсолютные отметки варьируются от 100 до 166 м [1].

Речная сеть представлена реками Малая Казанка и Большая Казанка, являющимися левыми притоками бассейна реки Оби. Присутствует большое количество болот и озер.

Климат на территории исследования резко-континентальный, с продолжительной холодной и снежной зимой. Зима длится с ноября по апрель (180-185 дней). Температура воздуха в период зимы составляет в около минус 20-25 °С, иногда опускаясь до минус 50 °С. Промерзание болот, которое обеспечивает передвижение тяжелой техники по зимним дорогам и профилям, обычно начинается с середины декабря. Толщина покрова снега достигает 0,50-0,60 м, а грунт промерзает до 1,0-1,2м. Лето теплое, короткое. Самый жаркий месяц – июль, в это время температура повышается до плюс 30-32 °С. Навигационный период длится 150-170 дней.

Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Наибольшее количество осадков выпадает осенью и летом.

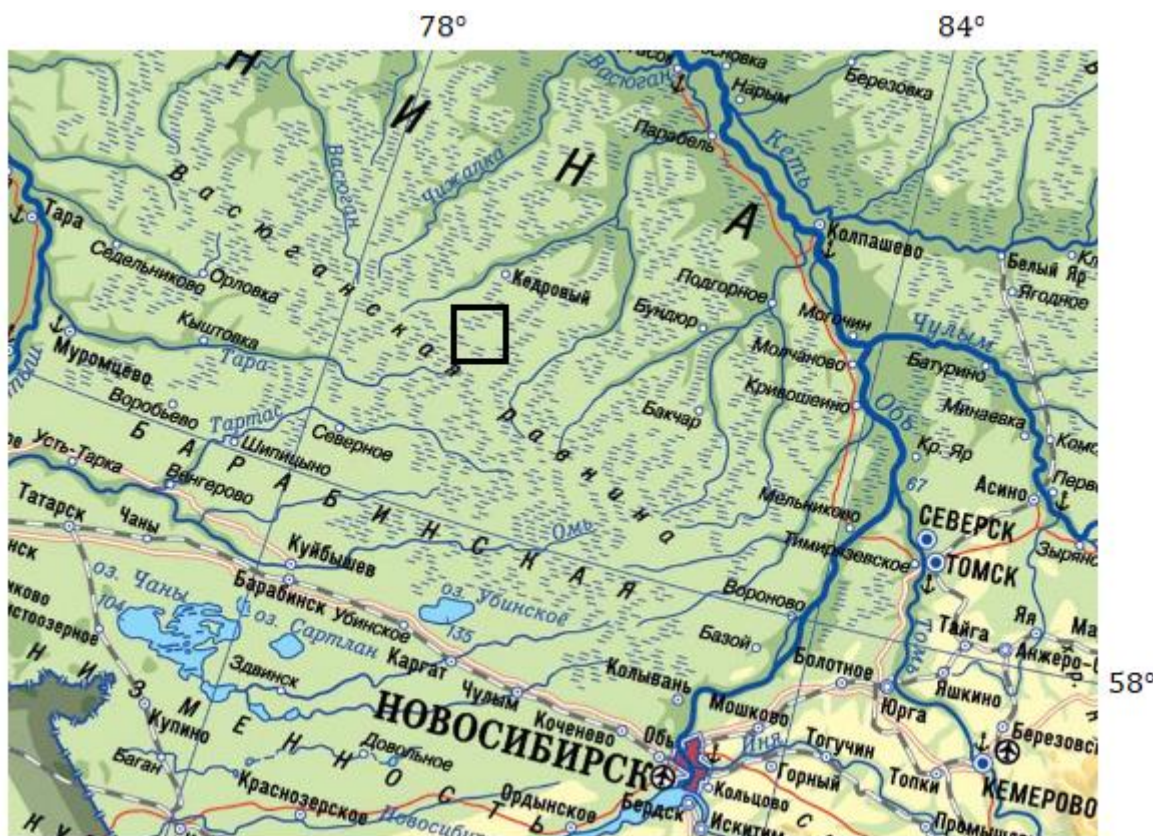


Рисунок 1.1 – Положение района исследований на физической карте России показано черным квадратом [36]

В административном плане Казанское месторождение находится на юго-востоке Парабельского района Томской области в 325 км к северо-западу от областного центра г. Томск. Ближайший крупный населённый пункт – село Пудино имеет аэропорт и причал и расположено в 35 км севернее месторождения.

Дорожная сеть развита слабо в основном из-за заболоченности территории. Движение по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом может осуществляться круглый год.

В мае 2009 г. запущен нефтепровод «Казанское НГКМ – Широное – Лугинецкое НГКМ» протяженностью 120 км.

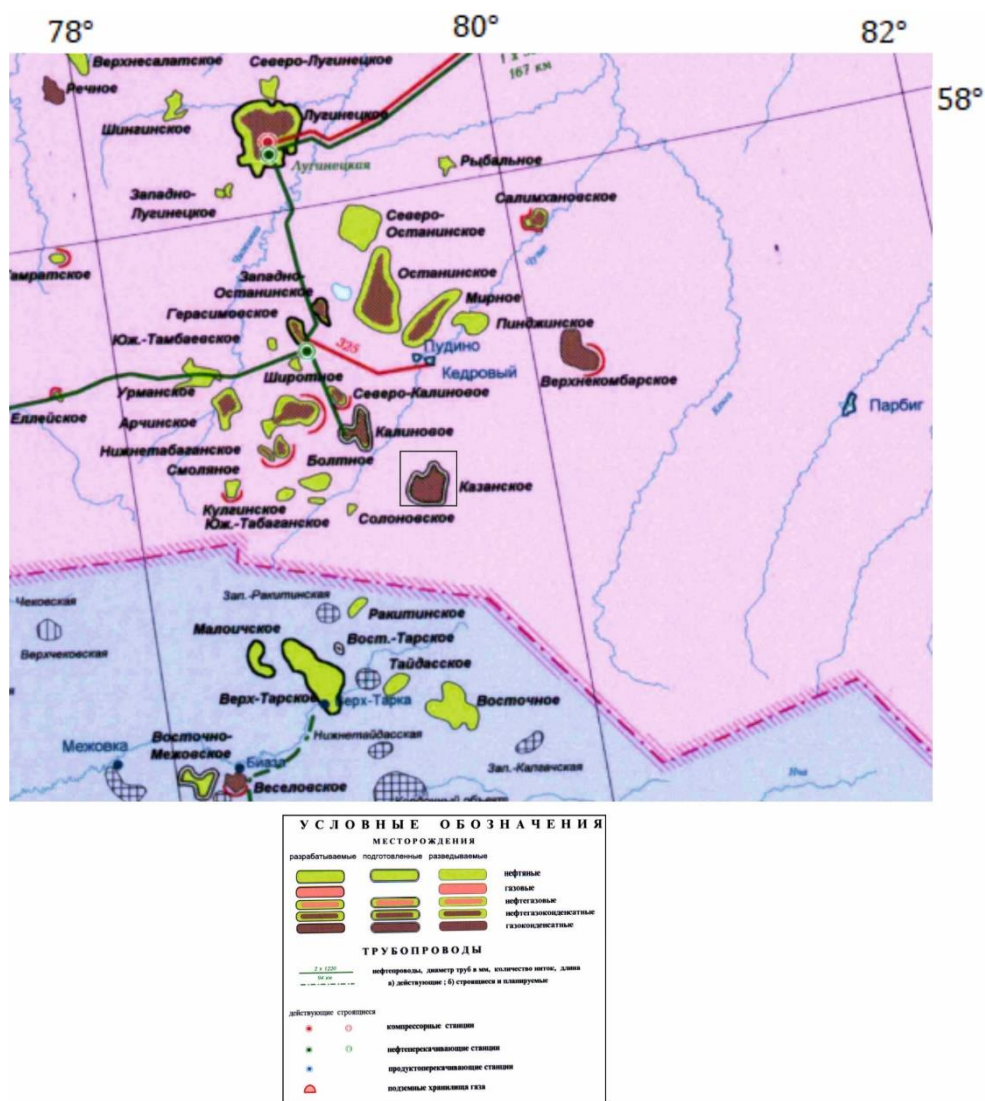


Рисунок 1.2 – Положение района исследований на карте месторождений нефти и газа Западной Сибири показано черным квадратом [2]

## 1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

Начало геофизического изучения Западной Сибири было положено в 1947 г. созданием Союзного Сибирского геофизического треста (ССГТ). Региональными сеймо-, грави-, магнито- и электроразведочными исследованиями в масштабе 1:1000000 и 1:200000 были установлены общие черты геологического строения фундамента и осадочного чехла.

В 1965-66 годах сейсморазведочными работами МОВ с/п 24/64-65 и 24/65-66 (Власов Б.М.) было выявлено и подготовлено под глубокое бурение Казанское локальное поднятие.



В период 1966-1969 годов были пробурены скважины 1-7. Были открыты залежи газоконденсата, приуроченных к пластам Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> васюганской и Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> тюменской свит. скважина 4 оказалась за контуром основной залежи по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. В контуре газоносности по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> пробурена скважина 3, а по тюменским пластам все скважины оказались за его пределами, что свидетельствует об ограниченных размерах залежей по ним. Кроме того, при испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> в скважине 5 получен приток нефти, в скважине 7 в составе конденсата также обнаружена нефть, однако количество ее не замерено. Все это говорит о наличии нефтяных оторочек по этим пластам, размеры которых на сегодня не установлены.

Впоследствии в пределах месторождения проводились дополнительные СРР в небольшом объеме с/п 1,3/77-78 (Карапузов Н.И.), КМПВ с/п 6/79-80 (Лахно Г.А.), 3/79-80 (Посохова Р.Г.) в результате которых уточнялось его геологическое строение. В 1983 году в северо-западной части структуры пробурена скважина 8 с задачей прослеживания нефтяной оторочки газоконденсатной залежи по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, а также поиска залежей в других стратиграфических уровнях, включая палеозой.

В 1986 г. с/п 16,18/85-86 (Шатова А.С.) завершены дополнительные СРР МОГТ в северной части Усть-Тымской впадины, проводившиеся с целью уточнения геологического строения района и детализации (переподготовки) ранее подготовленных структур.

В 1998 году с/п 1,3/95-98 (Мельников В.П.) на месторождении завершены детализационные работы МОГТ в результате которых уточнился структурный план по опорным отражающим горизонтам Ф<sub>2</sub>, П<sup>а</sup>, и проведена геометризация залежей углеводородов в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> верхней и средней юры.

Таблица 1.1. Краткая характеристика результатов геолого-геофизической изученности района Казанского месторождения

| Вид работ, масштаб | Организация, проводившая работы, автор отчета | Год проведен ия работ | Основные результаты работ |
|--------------------|---|-----------------------|---------------------------|
|--------------------|---|-----------------------|---------------------------|

| 1  | 2  | 3             | 4  |
|--|--|---------------|--|
| Геологическая съемка,<br>1:100 000                     | Западно-Сибирское<br>геологическое<br>управление                                       | 1947-<br>1954 | Установлено повсеместное<br>развитие антропогенных<br>отложений, по руслам<br>некоторых рек – неогеновых.  |
| Аэромагнитная<br>съемка, 1:100 000                     | Западно-Сибирское<br>геологическое<br>управление,<br>Сибирский<br>геофизический трест  | 1952          | Получены первые<br>представления об основных<br>тектонических элементах<br>фундамента. Построена карта<br>магнитных аномалий.  |
| Площадные<br>исследования МОВ,<br>1:100 000            | Новосибирский<br>геофизический трест,<br>с/п 24/64-65,<br>с/п 24/65-66,<br>Власов Б.М. | 1964-<br>1966 | В зоне сочленения Межевского<br>и Пудинского сводов выявлено<br>Казанское КП<br>Выявлено и подготовлено под<br>глубокое бурение Казанское<br>локальное поднятие.   |
| Площадные работы<br>МОГТ, КМПВ,<br>1:100 000           | ТГТ, с/п 1,3,6, 9/77-78,<br>Карапузов Н.И. и др.                                       | 1977-<br>1978 | На Казанской площади<br>получены материалы о<br>строении доюрских отложений<br>и распределения по их кровле<br>границных скоростей.  |
| Площадные<br>исследования КМПВ<br>1:100 000            | ТГТ, с/п 6/79-80,<br>Лахно Г.А.  | 1979-<br>1980 | Получены дополнительные<br>сведения о геологическом<br>строении доюрских<br>образований в пределах<br>Казанской площади.   |
| Площадные<br>исследования МОГТ,<br>1:50 000            | ТГТ, с/п 3/79-80,<br>Посохов Р.Г.  | 1979-<br>1980 | Изучена поверхность доюрских<br>образований Казанского<br>поднятия, уточнен структурный<br>план.   |
| Площадные<br>исследования МОГТ,<br>1:50 000            | СРР МОГТ,<br>с/п 16,18/85-86,<br>Шатов А.С.  | 1986 г.       | Уточнение геологического<br>строения района и<br>переподготовка ранее<br>изученных структур.   |
| Площадные<br>исследования МОГТ,<br>1:50 000, 1:100 000 | ТГТ, с/п 1,3,6/95-98,<br>Мельников В.П.  | 1995-<br>1998 | Получены дополнительные<br>сведения о геологическом<br>строении Казанского<br>газоконденсатного<br>месторождения, произведена<br>геометризация залежей УВ в<br>пластах Ю <sub>4</sub> , Ю <sub>3</sub> , Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup><br>средней и верхней юры. |

Продолжение таблицы 1.1

|                                       |  |  |  |
|---------------------------------------|--|--|--|
| Глубокое поисково-разведочное бурение | НТГУ, ТТГУ;<br>ПГО «ТНГГ»;<br>ОАО «ТНГГ» | 1967-<br>1968;<br>1982-<br>1983;<br>2000 | Открыты месторождения:<br>Казанское- 1967 год, Калиновое,<br>Нижнетабаганское-1973 год,<br>Урманское-1974 год, Северо-<br>Останинское-1977 год,<br>Северо- Калиновое-1980 год,<br>Речное, Герасимовское, Южно-<br>Табаганское- 1983 год,<br>Селимхановское- 1984 год,<br>Арчинское- 1985 год, Южно-<br>Тамбаевское, Солоновское-1986<br>год, Широтное-1988 год,<br>Кулгинское-1990 год, Болтное -<br>1997 год. |
|---------------------------------------|--|--|--|

Таблица 1.2 – Изученность Казанского месторождения глубоким бурением

| Номер скважины | Глубина забоя | Вскрытые породы (относительная отметка кровли) |
|----------------|---------------|--|
| 1              | 2722          | PZ (2680)                                      |
| 2              | 2854          | Кора выветривания (2836)                       |
| 3              | 2835          | PZ (2806)                                      |
| 4              | 2692          | тюменская                                      |
| 5              | 2592          | тюменская                                      |
| 7              | 2700          | тюменская                                      |
| 8              | 2921          | PZ (2842)                                      |
| 9              | 3086          | PZ (2862)                                      |

## **2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ**

### **2.1 Литолого-стратиграфический разрез**

В стратиграфическом разрезе Казанского поднятия представлены кембрийские и палеозойские отложения фундамента Западно-Сибирской плиты, а также терригенные песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В пределах месторождения пробуренными скважинами вскрыты доюрский комплекс, юрская, меловая, палеогеновая и четвертичная системы (рис. 2.1)

#### **Доюрский комплекс**

Доюрские отложения изучены на основе сейсморазведки и по данным четырех скважин, вскрывших палеозой. Мощность вскрытых доюрских отложений на площади Казанского месторождения изменяются от 18 м (свк.2) до 41м (свк. 8). Скважинами вскрыты карбонатные, терригенно-карбонатные, вулканогенноосадочные, грубообломочные терригенные и эффузивные образования.

На границе палеозойских и юрских отложений встречаются интенсивно выветрелые, метаморфизованные обломочные породы, представляющие кору выветривания. Цемент коры выветривания в основном глинистого состава.

#### **Юрская система**

Тюменская свита сложена песчано-глинистыми осадками, преимущественно аргиллитами с чередованием алевролитов, песчанников и угольными прослоями. В подошве свиты преобладают аргиллиты. В разрезе выделяются промышленно продуктивные песчаные пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>. Для свиты, характерен растительный и углистый детрит, корни, пирит, ядра двустворок.

Отложения тюменской свиты, вскрыты восемью скважинами, средняя мощность свиты меняется от 150 до 300м.

Наунакская свита (верхний бат, келловей-оксфорд) представляет васюганский горизонт и вскрыта восемью скважинами. Отложения свиты представлены сероцветными песчаниками и аргиллитами с многочисленными остатками растительности, обугленным растительным детритом, пиритом, с маломощными прослойками углей [4]. Мощность свиты от 20 до 70 метров.

Нижняя граница свиты устанавливается по резкому увеличению кажущегося сопротивления в отложениях, непосредственно подстилающих нижнюю существенно алевроито-глинистую часть наунакской свиты. Верхняя граница свиты проводится по подошве аргиллитов георгиевской свиты [5].

Верхняя существенно песчаная часть наунакской свиты индексируется как горизонт Ю<sub>1</sub>. Здесь песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами.

Васюганская свита (келловей-оксфорд) по литологическому составу разбита на три части (сверху-вниз): верхневасюганскую подсвиту (песчано-глинистую), нижневасюганскую (глинистую) и горизонт ЮП. [4].

Отложения нижней подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. В толще аргиллитов встречаются прослой глини и алевролитов, часто имеет место замещение заглинизированных пород на песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup>, которые индексируются еще как пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>. Отложения верхней подсвиты представлены чередованием четырех песчаных пластов (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>2</sub> (Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>)) с подчиненными прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. В верхней части подсвиты между пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выделяется литолого-стратиграфический репер, состоящий из аргиллитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод. Песчаные пласты объединены в горизонт Ю1, который прослеживается повсеместно и является регионально продуктивным [6]. Верхневасюганская подсвита подразделяется на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную.

Межугольная толща может замещаться повсеместно выдержанным угольным пластом  $У_1$ .

Межугольная толща имеет клинообразный характер строения и является литологическим и стратиграфическим аналогом наунакской свиты. Верхняя ее граница фиксируется реперным углем  $У_1^1$ , а нижняя угольным пропластком  $У_1^П$ . Толща сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с характерной высокой углиностью, ее мощность изменяется до 40 м.

Георгиевская свита (кимеридж) согласно (в некоторых случаях со стратиграфическим перерывом) залегает на отложениях васюганской свиты. Свита обладает относительно небольшой мощностью, изменяющейся от 3 до 13 метров. Свита сложена плотными тонкоотмученными аргиллитами темно-серого цвета (изменяясь до черного) с включениями глауконита, содержащими фауну кимериджского возраста. Среди пород встречаются остатки аммонитов и белемнитов.

Баженовская свита (титонский) представлена наиболее глубоководной формацией битуминозных аргиллитов и подстилается глинами георгиевской свиты. Баженовская свита распространяется на большей части территории Западно-Сибирской плиты. Породы свиты имеют почти горизонтальное залегание, с четким фиксированием кровли свиты, поэтому она является одним из лучших региональных маркирующих отражающих горизонтов. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт Б.

В восточном направлении возрастная граница кровли баженовской свиты «стареет», перемещаясь вниз по стратиграфической шкале, от берриасс-валанжина до кимеридж-волжского возраста. В этом же направлении битуминозная формация замещается менее глубоководными темно-серыми аргиллитами марьяновской свиты [4].

Средняя толщина свиты составляет 24–31 м. Своей верхней частью свита незначительно уходит в нижнемеловые отложения.

## Меловая система

Куломзинская свита (берриас-нижний валанжин) представлена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Литологически свита подразделяется на три толщи: Толща 1 (подачимовская) мощностью 10-20 м, образована глубоководными темно-серыми глинами, со слабо битуминозными прослоями; толща 2 (ачимовская) сложена преимущественно серыми известковистыми песчаниками, с прослоями глин. Мощность до 70 м [4]; толща 3 представлена темно-серыми аргиллитоподобными глинами, полосчатыми с единичными прослоями песчаников. Мощность толщи до 200 м.

Тарская свита (валанжин) представлена чередованием серых и темно-серых глин и песчаников серого и светло-серого цвета. Песчаники полимиктовые мелко- и среднезернистые с глинисто-известковым цементом. Свита подразделяется на 2 пачки: верхнюю, с преобладанием песчаников и нижнюю – глинисто-алевритовую. Мощность свиты до 100 м.

Вартовская свита (готерив-баррем) представлена серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками, чередующимися с темно-серыми глинами с линзовидными прослоями алевролитов.

Киялинская свита (готерив-баррем) представлена красно-коричневыми, зелеными глинами и алевролитами, серыми и голубовато-серыми известковистыми песчаниками. Общая мощность свиты составляет 610-700 м.

Алымская свита (нижний апт) подразделяется на две части, верхняя – кошайская пачка сложена аргиллитоподобными глинами серого цвета, нижняя – пласты полимиктовых, слюдистых песчаников. К подошве кошайской пачки приурочен опорный горизонт “М”. Мощность свиты до 100 м.

Покурская свита (апт-альб-сеноман) преимущественно представлена песчаниками и серыми, буровато-серыми алевролитами, за исключением среднего отдела свиты, где преобладают темно-серые глины. Для песков характерен растительный детрит, встречаются пласты бурых углей, реже сидерит. Мощность свиты до 950 м.

Кузнецовская (турон) свита сложена зеленовато-серыми глауконитсодержащими аргиллитами Толщина свиты менее 20 м.

Ипатовскую свиту (коньяк-нижний сантон) составляют неравномерно переслаивающиеся серые плотные песчанистые глины, глинистые алевроиты и полимиктовые мелкозернистые пески. Мощность свиты 150-200 м.

Славгородская свита (верхний-сантон-кампан) представлена серыми и голубовато-серыми глинами. Толщина свиты 50-60 м.

Ганькинская свита (маастрихт) сложена серыми и светло-серыми известковистыми глинами. Мощность свиты до 120 м.

### Палеогеновая система

Согласно залегает на мезозойских образованиях и представлена талицкой, люлинворской, чеганской свитами и некрасовской серией, в которую объединены атлымская, новомихайловская и туртасская свиты.

Талицкая, люлинворская и чеганская свиты сложены сероцветными опоковидными песчано-алевритистыми глинами с редкими маломощными прослоями кварцевых песков и алевроитов.

Отложения атлымской свиты представлены преимущественно песками с прослоями озерных и старичных глин.

Отложения новомихайловской свиты представлены преимущественно глинами с подчинением песков, алевролитов и прослоев бурых глин.

Туртасская свита сложена глинами алевроитовыми с прослоями

Общая мощность палеогеновых отложений порядка 250-280 м.

### Четвертичная система

Четвертичные отложения выходят на дневную поверхность и представлены желтовато-буроватыми суглинками, песчано-алевритистыми глинами, супесями и песками.

Мощность отложений около 30 м.



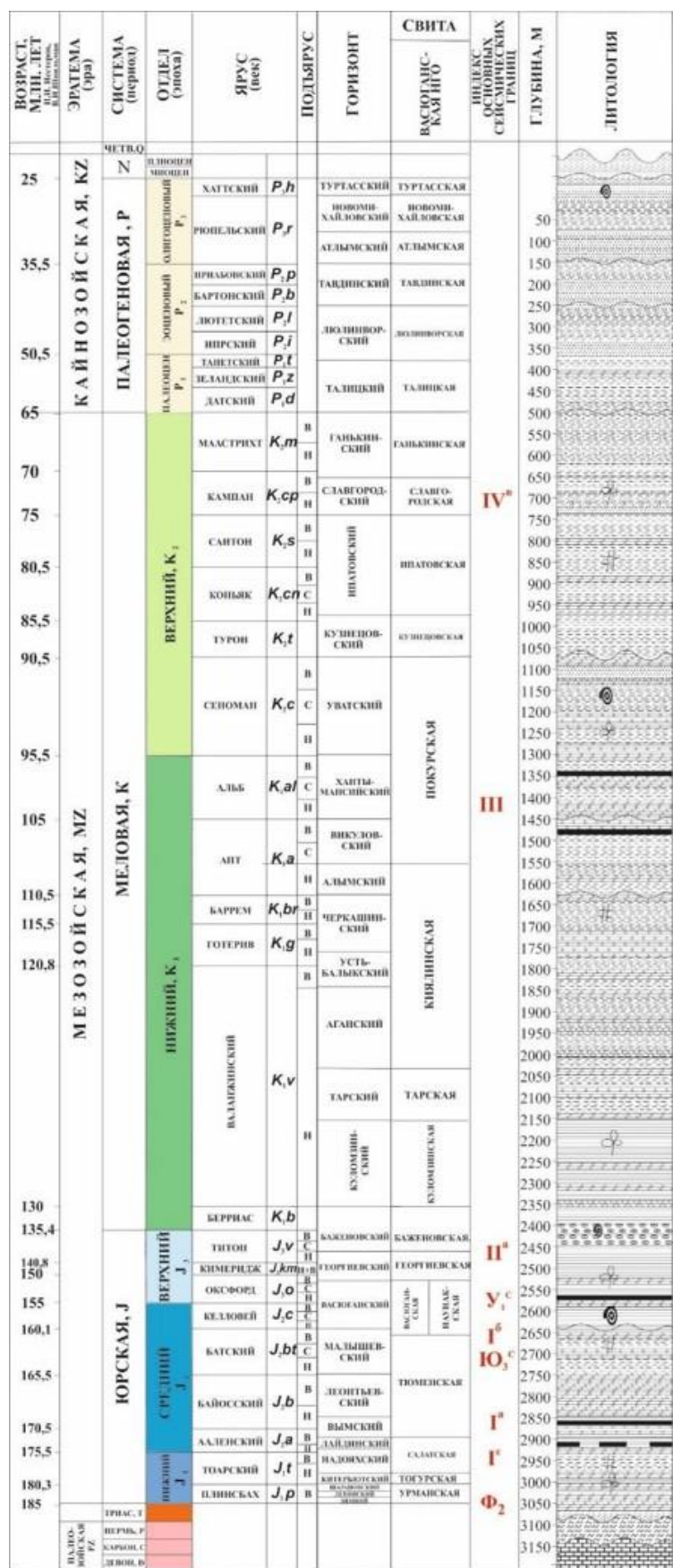


Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006г.)

## 2.2 Тектоника и магматизм

Казанское месторождение согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты приурочено к Сенькинско-Варьеганской зоне Центрально-Западно-Сибирской системы герцинид, представленной терригенными и карбонатно-терригенными породами геосинклинального комплекса (рис.2.2). Зона характеризуется преобладанием положительных, возможно конседиментационных структур антиклинорного типа расположенной в центральной части позднепалеозойского сводового поднятия фундамента Западно-Сибирской плиты. Северо-западная часть участка в северо-восточном направлении пересекается зоной раннетриасовой деструкции земной коры - Чузикским континентальным рифтом, ограниченным триасовыми рифтогенными разрывами

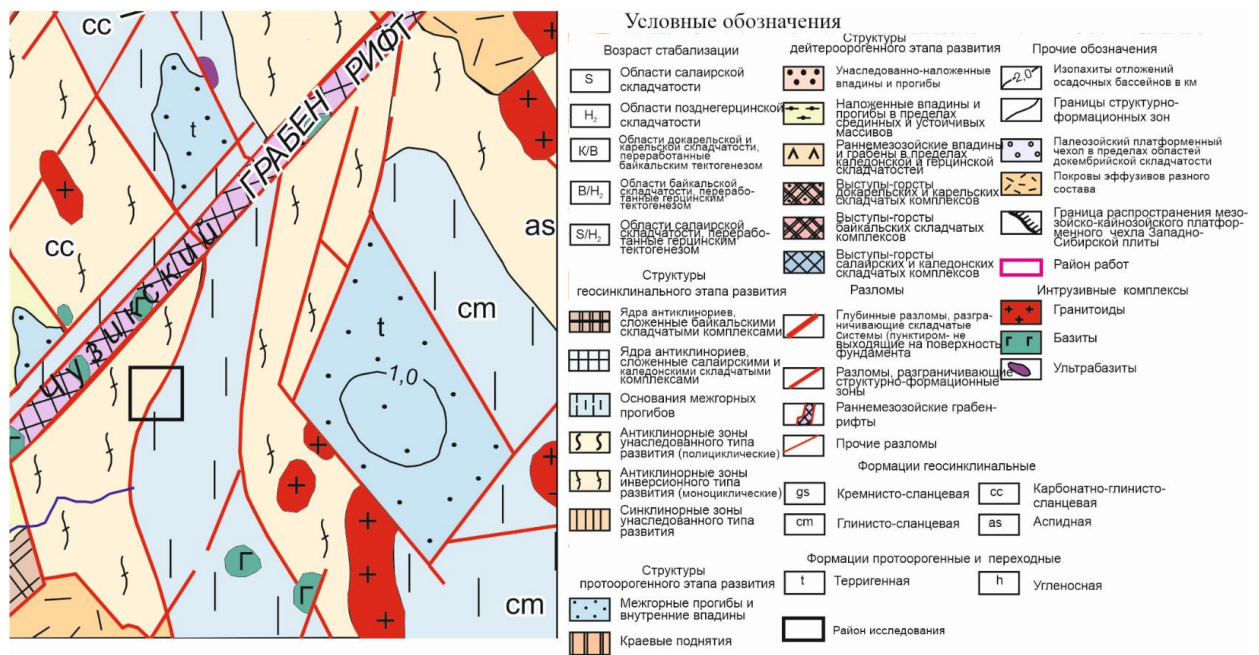


Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Суркова 1981 г.) [8]

По отложениям юрского яруса платформенного чехла [7] район работ (рис.2.3) расположен в западной части структуры I порядка – Юганской мегавпадины. Непосредственно в районе работ расположена Казанская структура III порядка, юго-западнее – Таволгинская структура III порядка. Юго-восточнее участка работ расположено Таволгинское куполовидное

поднятия (структура II порядка), осложненное Олимпийской, Южно-Олимпийской и Западно-Олимпийской структурами III порядка. Северо - и северо-восточнее площади выявлена Пономарёвская и Западно-Сомовская группа локальных поднятий, южнее Болтное.

Южно-Казанский мезопрогиб, расположенный на южной границе участка, осложненный Северо-Казанским прогибом и Южно-Казанской впадиной, вытянут в северо-западном направлении и отделяет Калгачский мезовыступ от расположенного юго-западнее Межовского мегавыступа. Калгачский мезовыступ представляет собой полузамкнутую структуру II порядка, вытянутую в северо-западном направлении. Структура осложнена двумя куполовидными поднятиями – Таволгинским и Олимпийским. Западнее участка работ расположен Колпашевский мезовал, восточная часть которого, находится в пределах лицензионного участка. Северо-западнее и севернее расположены Лавровский мезовыступ и Пудинское мезоподнятия соответственно. Казанское локальное поднятие, занимающее практически всю юго-восточную часть площади расположено на северо-восточной периклинали Калгачского мегавыступа. С северо-западной стороны Казанское локальное поднятие ограничено системой крупных разрывных нарушений.

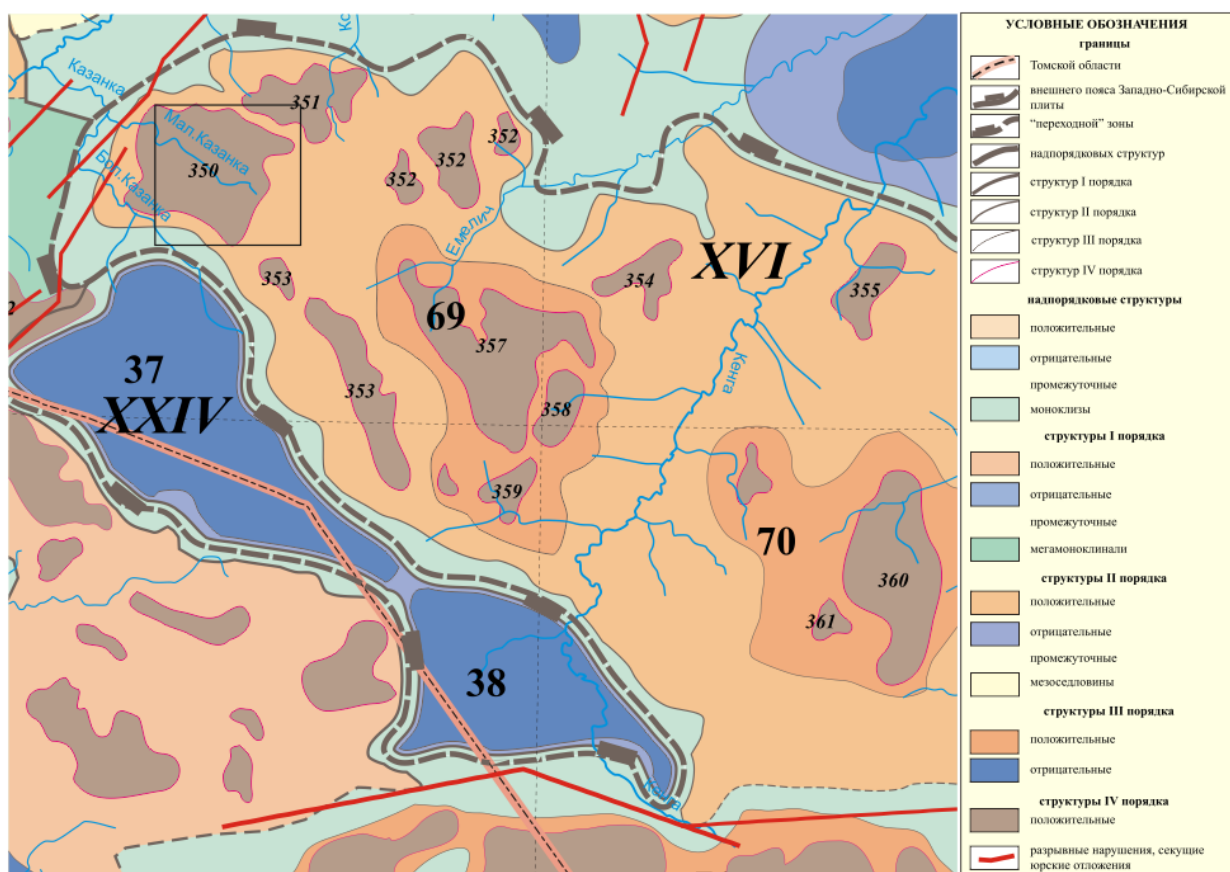


Рисунок 2.3 - фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской Области. Условные обозначения: черным квадратом обозначен район исследования; структура I порядка: XVI – Юганская мегавпадина; структура II порядка: XXIV – Косетский мезопрогиб; структуры III порядка: 37 – Северо-Казанский прогиб; 38 – Южно-Казанская впадина; Куполовидные поднятия: 69 – Таволгинское; 70 Олимпийское; Локальные поднятия: 350 – Казанская; 351- Сомовская; 352 – Западно-Сомовская; 353 - Болтная; 354 - Олюторский; 357 – Олимпийская; 358 - Западно-Олимпийская; 359 - Южно-Олимпийская;

## 2.3 Нефтегазоносность

Район исследования расположен на территории Казанского нефтегазоносного района Васюганской НГО Западно-Сибирской НГП,



относящегося к землям второй категории перспектив нефтегазоносности (рис. 2.4), и охватывает Казанское газоконденсатное месторождение.

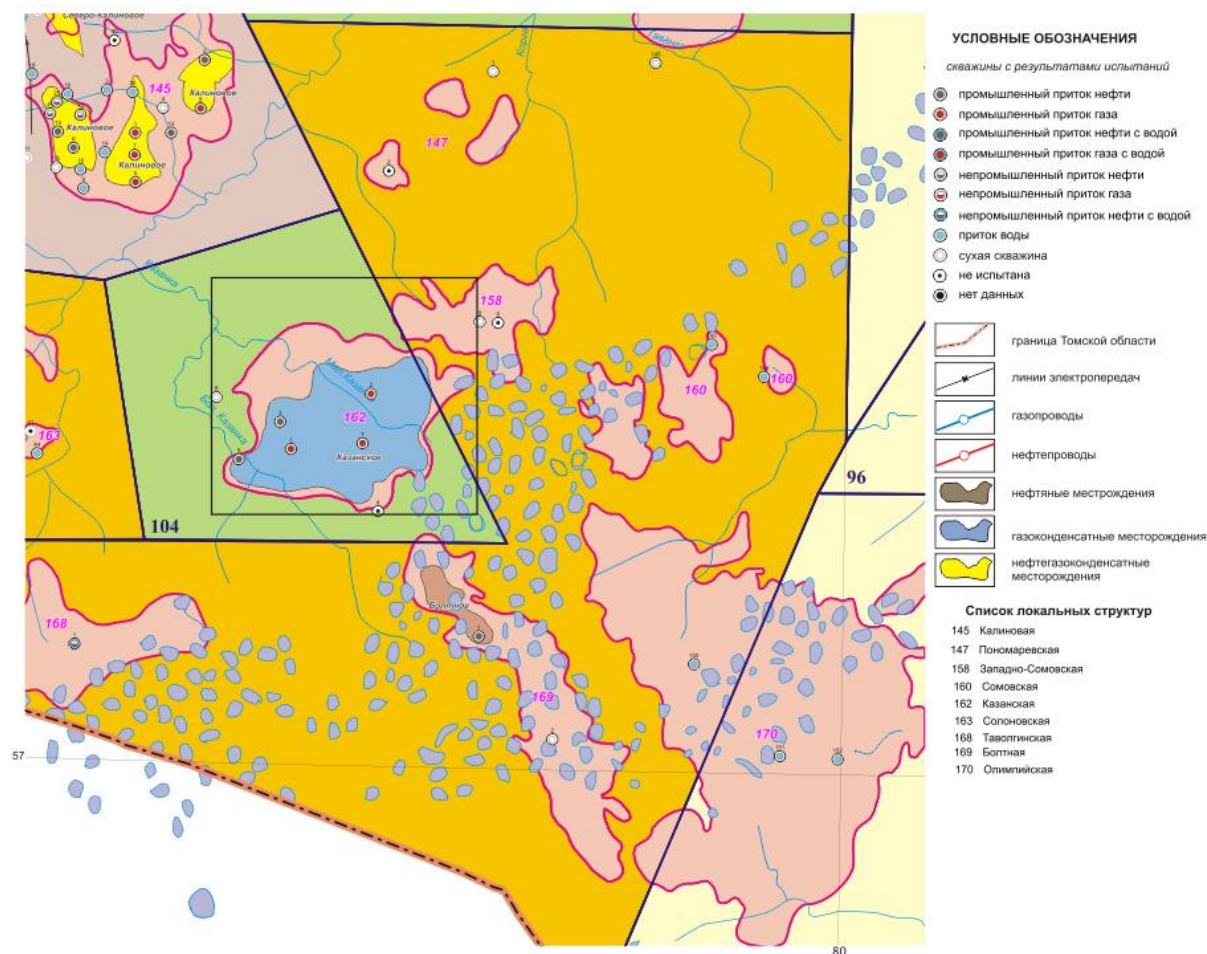


Рисунок 2.4 – фрагмент карты Лугинецко-Останинского НГДР ТО 2001 г. Черным квадратом отмечен район исследования.

На месторождении выделяются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи в 5 пластах следующих отложений: васюганская свита (пласты  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^{3-4}$ ); тюменская толща (пласты  $Ю_3$  и  $Ю_4$ )

**Газоконденсатная залежь пласта  $Ю_1^1$**  пластово-сводовая стратиграфически экранированная. Контур ГВК принят условно на отметке - 2370 м на основании испытаний скважин и по ГИС. Пласт  $Ю_1^1$  представлен песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Песчаники серые, разномерные, иногда алевролитовые, редко известковистые, крепко сцементированные. Покрышкой для залежи служат аргиллиты георгиевской и

баженовской свит. Промышленный приток газоконденсата получен в скважинах Казанская 1, 2, 3 и 9.

***Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>*** пластово-сводовая. Контуры ГНК и ВНК приняты условно на отметках -2346 м и -2379 м на основании результатов испытания скв. №№ 5р и 7р. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> представлен песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Испытания скважин на площади работ показало, что пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> газо-нефтенасыщен. Притоки **газоконденсата** получены в скважинах Казанская 1, 2, 7. Притоки **нефти** наблюдались в скважине 5.

***Газоконденсатная залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>*** – пластово-сводовая. Продуктивный пласт представлен песчаниками светло-серыми часто каолинизированными слабосцементированными до рыхлых. Реже крепко сцементированными, известковистыми. Промышленная продуктивность установлена при испытании скважин 1 и 3. Газо-водяной контакт принят на отметке -2369 м по результатам испытаний скважины 3. Покрышкой для залежи является аргиллит-алевролитовая пачка (мощность 24-28 м) васюганской свиты.

***Газоконденсатная залежь пласта Ю<sub>3</sub>*** пластово-сводовая. Продуктивность пласта установлена только при испытании скв. 1. Газоводяной контакт принят по подошве пласта в скв. 1 на отметке –2385,6 м. Покрышкой для залежи служит аргиллит-алевролитовая пачка верхней части тюменской свиты мощностью 33 м.

***Газоконденсатная залежь пласта Ю<sub>4</sub>*** пластово-сводовая. Пласт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевролитистыми, крепкими. Пласт продуктивен только в скв. 1. Газоводяной контакт принят по подошве пласта в скв. 1 на отметке -2420 м. Покрышкой для залежи служит аргиллит-алевролитовая пачка верхней части тюменской свиты мощностью 22 м.

### 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В ходе изучения Казанского месторождения пробурено девять поисково-разведочных скважин. Посвитная разбивка вскрытых отложений глубоки скважинами представлена в таблице 3.1.

Анализ основных результатов геофизических исследований проведен по скважинам № 1, 2, 5, 9, как наиболее представительным.

Таблица 3.1. Посвитная разбивка глубоких скважин Казанского месторождения.

| Номер скважины             | 1                    | 2     | 5     | 9     |
|----------------------------|----------------------|-------|-------|-------|
| Альтитуда устья, м         | 121,2                | 136,8 | 134,6 | 128,3 |
| Стратиграфическая разбивка | Глубина залегания, м |       |       |       |
| Кузнецовская свита         | 548                  | 563   | 558   | 561   |
| Покурская свита            | 562                  | 580   | 571   | 585   |
| Киялинская свита           | 1450                 | 1447  | 1436  | 1456  |
| Тарская свита              | 2099                 | 2140  | 2127  | 2138  |
| Куломзинская свита         | 2181                 | 2221  | 2231  | 2201  |
| Баженовская свита          | 2386                 | 2434  | 2432  | 2435  |
| Георгиевская свита         | 2410                 | 2461  | 2459  | 2460  |
| Васюганская свита          | 2413                 | 2465  | 2463  | 2465  |
| Тюменская свита            | 2482                 | 2544  | 2551  | 2548  |
| Кора выветривания          | 2678                 | 2838  |       |       |
| Палеозой                   | 2687                 |       |       | 2870  |
| Забой                      | 2722                 | 2854  | 2576  | 3085  |

В скважинах 1, 2 и 5, пробуренных с 1967 по 1969 гг, для решения геологических задач использовался данный комплекс ГИС: ст. каротаж и ПС (в масштабе 1:500), БКЗ (в масштабах 1:500 и 1:200), кавернометрия и резистивиметрия в масштабах БКЗ, инклинометрия и газовый каротаж.

В открытом стволе скважины 9, пробуренной в 2000 г, был проведен комплекс ГИС приведенный в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - комплекс ГИС проведенный в скважине 9

| Вид исследования | Масштаб по глубине | Интервал исследования | Оценка качества    |
|------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| A2.0 М 0.5N с ПС | 1:500              | 2940-3080             | Хорошее            |
| Профилеметрия    | 1:500              | 2940-3080             | Хорошее            |
| A2.0 М 0.5N с ПС | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| Кавернометрия    | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| A0.4 М 0.1N      | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| A1.0 М 0.1N      | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| A4.0 М 0.5N      | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| A8.0 М 1.0N      | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| N11 М 0.5A       | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| N0.5 М 2A        | 1:200              | 2940-3080             | Хорошее            |
| МКЗ              | 1:200              | 2300-3080             | Хорошее            |
| ИК               | 1:200              | 2300-3080             | Хорошее            |
| МБК, МДС         | 1:200              | 2740-3080             | Хорошее            |
| БК               | 1:200              | 2740-3080             | Хорошее            |
| ГК               | 1:500              | 0-2400                | Хорошее            |
| НГК              | 1:500              | 8-2400                | Хорошее            |
| ГК               | 1:200              | 2350-3080             | Хорошее            |
| НГК              | 1:200              | 2350-3080             | Хорошее            |
| АК по скорости   | 1:200              | 500-2350              | Хорошее            |
| АК по затуханию  | 1:200              | 500-2350              | Хорошее            |
| АК по скорости   | 1:200              | 2300-3080             | Хорошее            |
| АК по затуханию  | 1:200              | 2300-3080             | Хорошее            |
| ГГК-П            | 1:200              | 2800-3085             | Удовлетворительное |
| Инкленометрия    | х/з 25м            | 2600-2847             | Хорошее            |
| Газовый каротаж  | 1:500              | 2868-2992             | Хорошее            |
| Инкленометрия    | х/з 25м            | 2750-3075             | Хорошее            |

Комплекс выполнен полностью, качество материала в основном хорошее. Некоторые из приведенных методов приведены на планшете (Рис. 3.1).



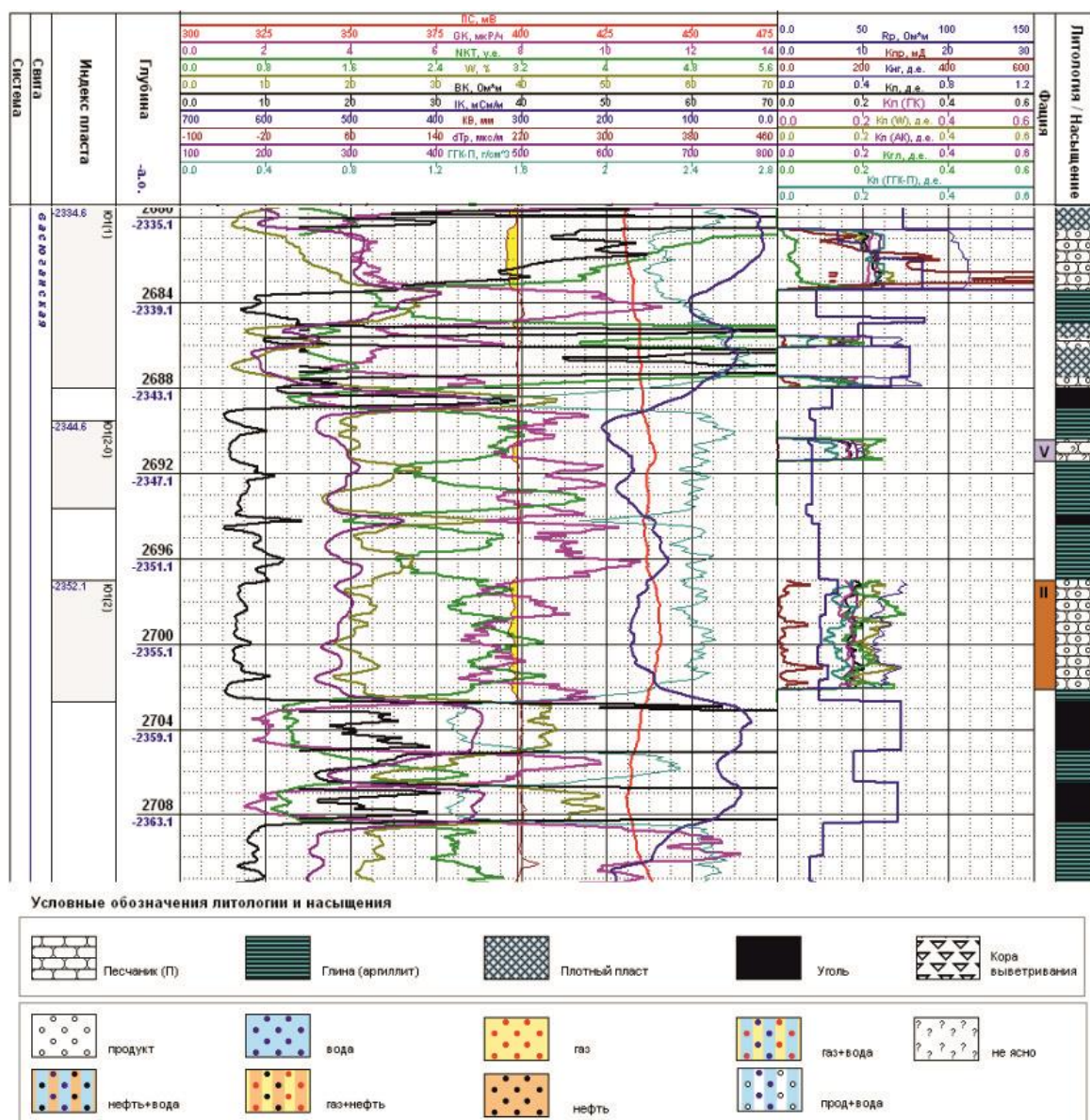


Рисунок 3.1 – Геолого-геофизический разрез по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения

Выделение коллекторов проводилось по прямым признакам коллектора. Наличие глинистой корки, что видно по кавернометрии, низкие показания ГК, уменьшение скорости пробега волны (АК) напротив предполагаемых продуктивных толщ. Стоит также отметить брак измерений ПС, наблюдаемый по всему стволу скважины.

Кп для меловых отложений определялся по Апс и Рзп, для юрских – по АК. При интерпретации в юрских отложениях использовались зависимости  $R_p=f(K_p)$  и  $R_n=f(K_{vo})$ , построенных для Казанского месторождения и обобщенные зависимости для Томской области.

По заключению ГИС были выделены два пласта коллектора Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Первый интерпретирован как газоконденсатный УЭС 18 Омм, Кпор=20,2% (по АК), Апс=0,99-0,91, Кнг=80%, Нэфф=2,8м. Второй обладает пористостью 12,9-15,9% (по АК), УЭС 7,0-8,1 Омм, Апс=0,36-0,68 Омм, Кнг=45-59%, Нэфф=6,0 м и интерпретирован как продуктивный.

Для испытания в колонне были предложены три объекта: I объект (2862-2870 м) – кровельная часть доюрского комплекса с целью выяснения наличия пласта-коллектора и характера его насыщения; II объект (2484-2493 м) – пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>; III объект (2465-2470 м) – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

I объект предложенный для выяснения наличия пласта-коллектора, оказался сухим и не представляет интереса в нефтегазовом отношении. II объект – пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> оказался нефтенасыщен с низкими коллекторскими свойствами. По состоянию на конец исследований дебит скважины составлял 2,3 м<sup>3</sup>/сут. III объект как и предполагалось оказался газоконденсатным дебит скважины по данным двух исследований (штуцеры 10 мм и 12 мм) составили 134 м<sup>3</sup>/сут и 170 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

## **4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

### **4.1. Задачи геофизических исследований**

На проектном участке работ, перед ГИС стоят задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение положения флюидных контактов.

### **4.2. Обоснование объекта исследования**

По данным исследований прошлых лет, на Казанском месторождении выделяются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> васюганской свиты НГК и пластах Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> тюменской толщи.

По категории С<sub>1</sub> балансовые запасы газа пласта Ю<sub>1</sub> составляют 19222,04 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые запасы конденсата 4173,7 тыс. т.

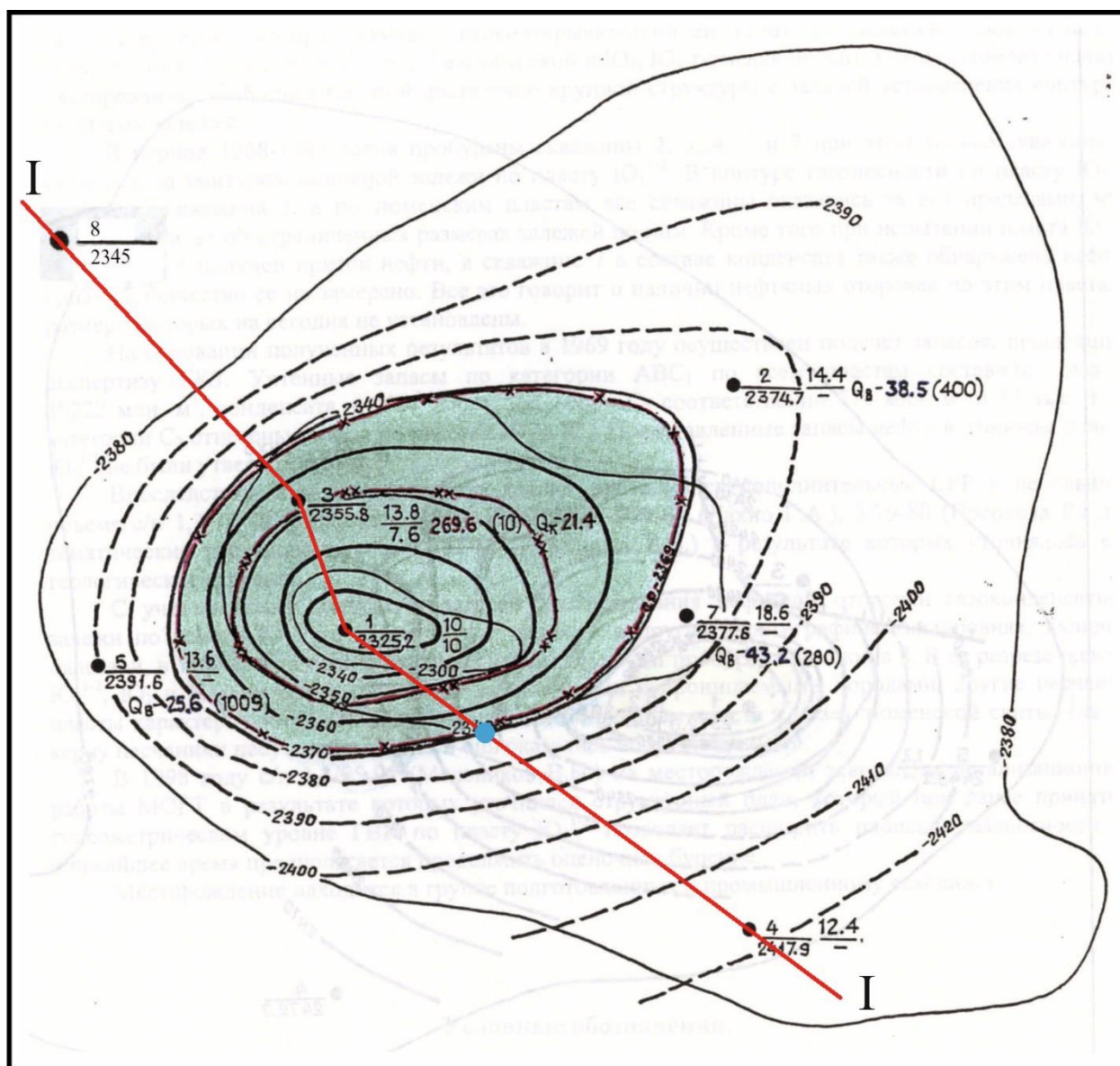
По пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> выявлена газоконденсатная залежь, по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выявлена нефтегазоконденсатная залежь. Оба пласта представлены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Контур ГВК пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> принят на отметке 2370 м, контуры ВНК и ГНК пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> приняты на отметках 2346 м и 2379 м. Эффективная газонасыщенная толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> равна 4,9 м.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> принят газоконденсатным, сложен серыми крепкими алевролитистыми песчаниками. Контур ГВК пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> принят на отметке 2369 м. Эффективная газонасыщенная толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> равна 8 м.

Основным вопросом проектирования является уточнение положения флюидных контактов пласта Ю<sub>1</sub>.

Используя карту залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> закладываем проектную скважину в 6 км на юго-восток от скважины 1, для уточнения ГВК и

возможного ВНК(рис.4.1). Проектная глубина скважины 2500 м, с забоем в Тюменской свите (рис. 4.2)



#### Условные обозначения:

- |        |                                   |        |  |
|--------|-----------------------------------|--------|--|
| 5      | номер скважины                    | —      | линии сейсмических профилей                                    |
| 2342,8 | абс. отметка кровли пласта        | —2350— | изогипсы отражающего горизонта IIa (подошва баженовской свиты) |
|        | - запасы категории C <sub>1</sub> | —2360— | изогипсы кровли пласта по данным бурения                       |
|        | - запасы категории C <sub>2</sub> |        | линия литологического замещения продуктивного пласта           |
|        | - проектная скважина              | —x—    | внешний контур газоносности                                    |
|        | - линия разреза I-I               | —xx—   | внутренний контур газоносности                                 |

Рисунок 4.1 - залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>



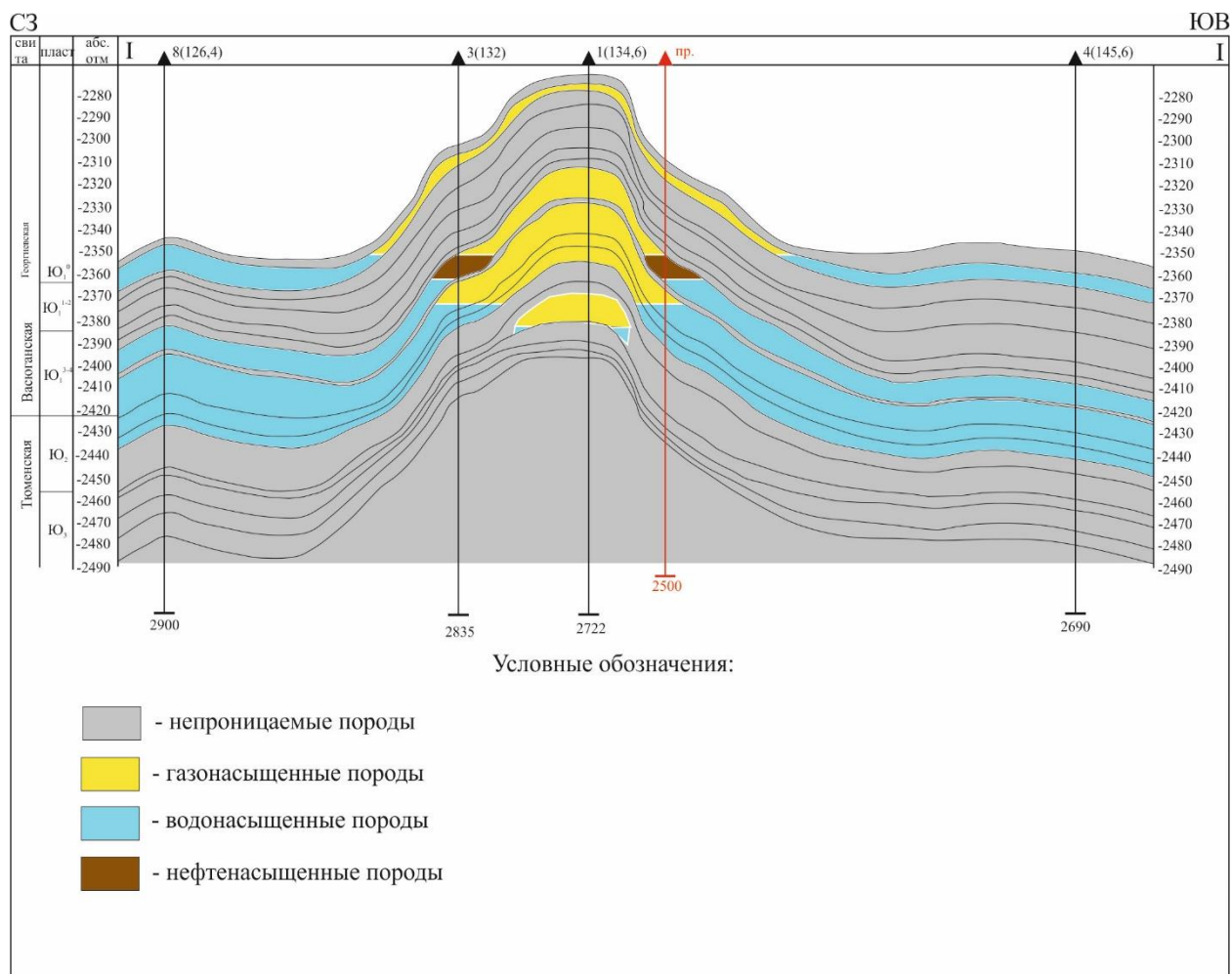


Рисунок 4.2 – Разрез I-I по линии скважин 8-3-1-4. Красным цветом показана проектная скважина

Предполагаемая скважинная разбивка в проектной скважине представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Литолого-стратиграфическая разбивка в проектной скважине

| Номер скважины<br>(альтитуда устья,м) | 1(121,2)             | Проектная скважина (120) |
|---------------------------------------|----------------------|--------------------------|
| 1                                     | 2                    | 3                        |
| Стратиграфическая<br>разбивка         | Глубина залегания, м |                          |
| Кузнецовская свита                    | 548                  | 550                      |
| Покурская свита                       | 562                  | 560                      |
| Киялинская свита                      | 1450                 | 1450                     |

Продолжение таблицы 4.1

| 1                  | 2    | 3    |
|--------------------|------|------|
| Тарская свита      | 2099 | 2100 |
| Куломзинская свита | 2181 | 2180 |
| Баженовская свита  | 2386 | 2385 |
| Георгиевская свита | 2410 | 2410 |
| Васюганская свита  | 2413 | 2415 |
| Тюменская свита    | 2482 | 2480 |
| Кора выветривания  | 2678 |      |
| Палеозой           | 2687 |      |
| Забой              | 2722 | 2500 |

#### **4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

Физико-геологическая модель объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, она включает в себя геологический разрез, данные методов ГИС и результаты их интерпретации. Литология ФГМ представлена: песчаниками (потенциальными коллекторами), аргиллитами, слушащими флюидоупорами, плотными пластами и углями (Рис. 4.3).

Из представленной ФГМ можно определить, что глинистые образования характеризуются высокими показаниями естественной радиоактивности порядка 14-16 мкР/ч, высокими показаниями ПС, увеличением диаметра скважины, пониженными (3-5 Ом·м) значениями кажущегося сопротивления  $\rho_k$ , а также близкими к буровому раствору показаниями сопротивления на микрозондах.

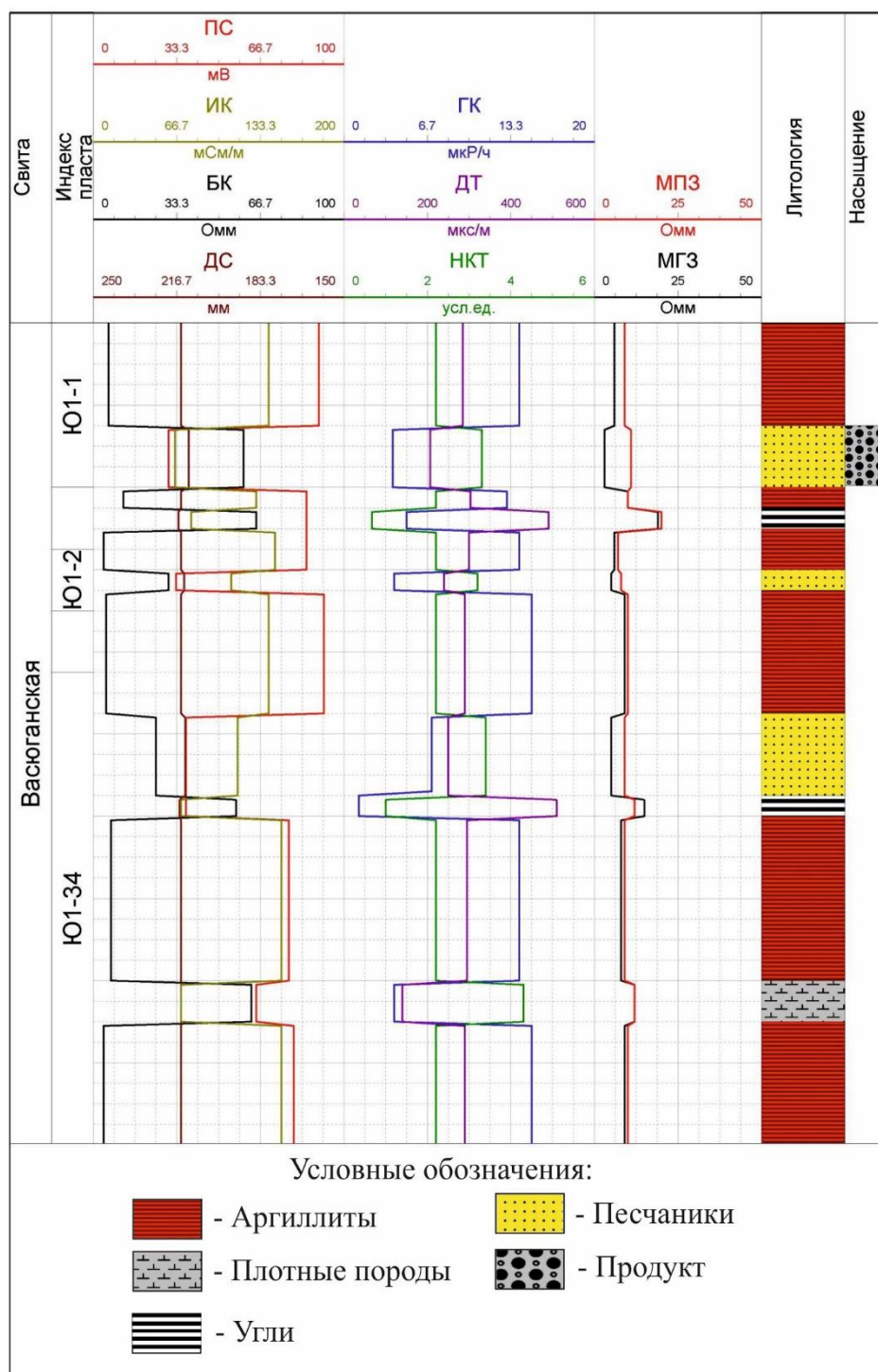


Рисунок 4.3 - Физико-геологическая модель пласта Ю<sub>1</sub> Казанского месторождения

Угли характеризуются высоким сопротивлением в пределах 65-70 Ом·м, повышенными значениями АК, показания НКТ порядка 1 у.е. небольшими отрицательными амплитудами по ПС и маленькими значениями естественной радиоактивности.

Песчаники отличаются отрицательными аномалиями на диаграммах ПС от 30-34 мВ, низкими значениями по ГК 4-6 мР/ч. Продуктивные пласты характеризуются аномально высоким сопротивлением до 60 Ом·м, уменьшением диаметра скважины и расхождением показаний микрозондов с превышением показаний потенциал-зонда.

В соответствии с рассмотренной ФГМ подбираем комплекс геофизических методов, необходимый для решения поставленных задач.

Так как работы будут проводиться в условиях терригенного разреза задачу литолого-стратиграфического расчленения разреза и выделения коллекторов можно решить методами стандартного комплекса, в который входят стандартный каротаж (КС, ПС), радиоактивные методы (ГК, НГК, ННКТ), акустический каротаж (АК), электрические методы (БКЗ, БК, ИК), ВИКИЗ, а также кавернометрия.

Определение ФЕС пластов-коллекторов осуществляется на основе методов ПС и ГК.

Определение флюидных контактов можно осуществить, используя показания электрических методов. Также при наличии зоны проникновения диаметром менее 10 см для решения задачи можно воспользоваться НГК и АК.

Основываясь на представленной ФГМ и опыте ранее проведенных геофизических исследований, для решения поставленных задач необходим следующий комплекс геофизических методов: стандартный каротаж, ГК, БКЗ, БК, ИК, НГК, ИННК, ННКТ, АК, резистивиметрия, кавернометрия. Также для осуществления контроля за техническим состоянием скважины и при бурении будет необходимо использовать методы инклинометрии, термометрии и АКЦ.

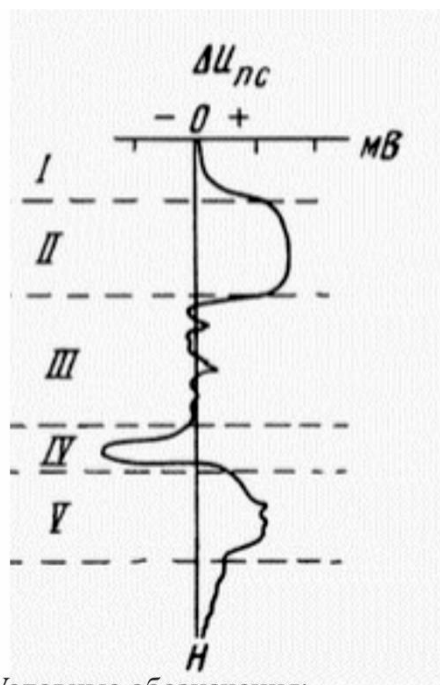
*Стандартный каротаж* включает в себя записи с помощью трех зондов электрического каротажа (двухметровые кровельный и подошвенный градиент-зонды и полуметровый потенциал-зонд) кривых кажущегося удельного сопротивления пластов (КС) и кривую потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) [37].



Метод самопроизвольной поляризации (ПС) основан на изучении естественного стационарного электрического поля на поверхностях раздела скважина – порода и между пластами различной литологии. Образование поля обусловлено физико-химическими процессами, протекающими в скважине.

Метод используется для литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов и определения ФЕС.

Показания напротив глинистых пластов будут выделяться положительными аномалиями, в связи с чем можно легко отделить их от песчаников или алевролитов, выделяющихся отрицательными аномалиями.



Условные обозначения:

I - почва

II - суглинки

III - известняки

IV - песчаники (алевролиты)

V - глины

Рисунок 4.4 - Диаграмма ПС по стволу скважины

Картаж сопротивлений (КС) основан на различии УЭС насыщенных и сухих ГП. Измерение проводится с помощью потенциал- и градиент-зондов, где питающие электроды (А и В) подают электрический ток и на приемных электродах (М и N) измеряется разность потенциалов  $\Delta U$ .

Водонасыщенные пласты выделяются низкими значениями УЭС по сравнению с нефте- и газонасыщенными. С помощью уравнения Арчи-Дахнова определяется характер насыщения.

$$K_B = \left( \frac{a \rho_g}{K_n^m \rho_n} \right)^{1/n}$$

*Гамма каротаж* основан на изучении естественной радиоактивности пород, обусловленной в большей степени наличием в ГП радиоактивных элементов: урана, тория и их изотопов, а также наличием изотопа калия-40.

Данный метод очень хорошо показывает наличие глин в разрезе, так как из естественная радиоактивность самая большая, против пластов песчаников показания ГК будут низкими.

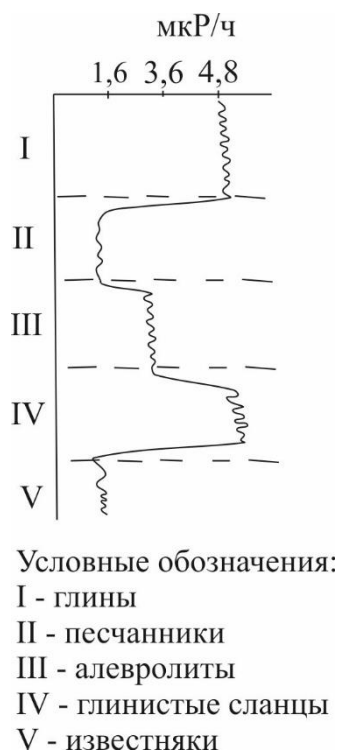


Рисунок 4.5 - Диаграмма ГК по стволу скважины

*Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т)* основан на исследовании интенсивности тепловых нейтронов, появившихся в следствии замедления быстрых нейтронов породообразующими элементами. На показания метода значительно влияет водородосодержащие породы, в

связи с максимальной потерей энергии тепловым нейтроном при соударении с ядром водорода.

*Боковой каротаж (БК)* это исследования пород электрическими зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении, обеспечиваемой экранными электродами. Он проводится для выделения маломощных пластов-коллекторов и определения их УЭС.

*Индукционный каротаж (ИК)* с помощью индукционных токов изучает удельную электропроводность пород, величину обратную УЭС. Отличительной особенностью метода, является отсутствие необходимости в контакте измерительной установки с промывочной жидкостью. Применяется для исследования маломощных пластов и пластов низкого и среднего сопротивления.

*Акустический каротаж (АК)* основан на разности скоростей распространения и затухания упругих колебаний в ГП. Скорость распространения упругих волн зависит от пористости и формы пористого пространства, минералогического состава пород.

*Кавернометрия* основана на измерении фактического диаметра скважины.

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1. Методика проектных геофизических работ

ГИС в скважинах будут проводиться в соответствии с разработанной технической инструкцией РД 153-39.0-072-01 [11]. Данный документ устанавливает единые требования проведения ГИС в нефтяных и газовых скважинах приборами на кабеле и наземным оборудованием, обеспечивающим цифровую регистрацию данных измерений и сопутствующей информации.

Схема проведения ГИС представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Схема проведения ГИС

|            |  |                          |   |                                 |
|------------|--|--------------------------|---|---------------------------------|
| На<br>базе | Подготовительные<br>работы перед<br>проведением ГИС,<br>метрологическое<br>обеспечение<br>приборов и<br>аппаратуры | В<br>полевых<br>условиях | Подготовительные<br>работы (установка<br>подъемника,<br>проверка готовности<br>скважины для<br>исследования,<br>заземление<br>подъемника,<br>проверка калибровок<br>приборов, установка<br>масштабов и пр.) | Передача<br>материалов<br>в КИП |
|            |  |                          | Измерения и запись  |                                 |
|            |  |                          | Предварительная<br>оценка качества<br>материалов.   |                                 |

Комплекс планируемых методов ГИС представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач

| №   | Наименование исследований | Масштаб    | Интервал исследований, м |
|---|---------------------------|------------|--------------------------|
| В кондукторе                                    |                           |            |                          |
| 1   | Стандартный каротаж       | 1:500      | 0-750                    |
| 2   | Кавернометрия             | 1:500      | 0-750                    |
| 3   | ГК и НГК                  | 1:500      | 0-750                    |
| 4   | Инклинометрия             | Через 25 м | 0-750                    |
| В открытом стволе                               |                           |            |                          |
| 1   | Стандартный каротаж       | 1:500      | 740-2500                 |
| 2   | Кавернометрия             | 1:500      | 740-2500                 |
| 3   | ГК и НГК                  | 1:500      | 740-2500                 |
| 4   | Боковой каротаж (БК)      | 1:200      | 2280-2500                |
| 5   | Стандартный каротаж       | 1:200      | 2280-2500                |
| 6   | БКЗ                       | 1:200      | 2280-2500                |
| 7   | ИК                        | 1:200      | 2280-2500                |
| 8   | АК                        | 1:200      | 2280-2500                |
| 9   | ГК                        | 1:200      | 2280-2500                |
| 10  | НГК и ННКт                | 1:200      | 2280-2500                |
| 11  | ИННК                      | 1:200      | 2280-2500                |
| 12  | Резистивиметрия           | 1:200      | 2280-2500                |
| 13  | Инклинометрия             | Через 25 м | 740-2500                 |
| Для контроля за техническим состоянием скважины |                           |            |                          |
| 1   | ГК                        | 1:500      | 0-2500                   |
| 2   | АКЦ                       | 1:200      | 0-2500                   |
| 3   | Термометрия               | 1:200      | 740-2500                 |
| 4   | Инклинометрия             | Через 25 м | 0-2500                   |

Для проведения стандартного каротажа, БКЗ, БК и ИК будет использоваться прибор КИА-723М. В его состав входит комплекс зондов бокового каротажного зондирования, зонды стандартного каротажа, зонд

трехэлектродного бокового каротажа, зонд ИК, резистивиметр, ПС. Скорость записи 2000 м/ч. Масштаб записи кривых КС - 2,5 Ом/см; ПС- 12,5 мВ/см.

*Стандартный каротаж* выполняется тремя зондами (А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, N6.0М0.5А) в комплексе с кривой ПС.

*Боковое каротажное зондирование (БКЗ)* выполняется комплексом подошвенных градиент-зондов А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N, кровельным N0.5М2,0А и кровельным потенциал-зондом N6.0М0.5А.

*Боковой каротаж (БК)*. масштаб записи кривых логарифмический, с модулем 6,25 см.

*Индукционный метод (ИК)*. Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см. Запись кривой проводимости будет осуществляться зондами 4И1, 4Ф0.75, 6Ф1, 3И1.

*Резистивиметрия*. Масштаб записи 1,0-2,0 Ом\*м/см.

*Гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж (ГК+НГК)*. Будет проводиться с использованием аппаратуры СРК. Масштаб записи ГК - 10 мкр/ч/см; ННКТ - 0,1-0,45 усл.ед./см. Постоянная времени интегрирующей ячейки выбиралась в зависимости от мощности источника излучения и поставленной задачи в диапазоне 1.5-3.0 сек. для записи в масштабе глубин 1:200. Скорость регистрации 200-500 м/ч. Индикаторы ГК и НГТ - сцинтилляторы, выполненные на базе NaI(TL), или газоразрядные счетчики типа СНМ-18. Источник нейтронов - плутоний-бериллиевый мощностью  $1 \times 10^7$ - $11,6 \times 10^6$  н/с.

*Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)* будет проводиться прибором 2ИННК. Детекторы – пропорциональные либо коронные гелиевые счетчики (He-3). На дальнем зонде для повышения точности проводимых измерений используется гелиевый счетчик высокого давления. Скорость записи 130 м/ч.

*Акустический каротаж* будет производиться скважинным прибором СПАК-6, масштаб регистрации 40 мкс/м/см.

*Кавернометрия* будет выполняться аппаратурой МК-Г со скоростью регистрации 1500 м/ч.

*Инклинометрия* будет проводиться прибором ИОН-1, позволяющим проводить как непрерывную запись, так и запись по точкам через 10 м.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал - 4320 - ПК - 3,5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля. А для регистрации и обработки информационных сигналов - станция семейства КЕДР-02.

Аппаратура как скважинная, так и находящаяся на поверхности допускается к работе только при наличии калибровки. Метрологическое обеспечение осуществляется с указанной в эксплуатационной документации периодичностью на базе геофизического предприятия.

Каротажные станции и скважинные приборы допускаются к работе только после калибровки. Метрология каротажных работ осуществляется на основе действующих ГОСТов, стандартов и иных нормативно-технических документов.

Метрологическое обеспечение аппаратуры представляет собой: градуировку, поверку и калибровку аппаратуры с использованием образцовых средств измерений по специальным технологиям, регламентированными нормативно-техническими документами.

## **5.2. Интерпретация геофизических данных**

Комплексная интерпретация диаграмм методов ГИС предусматривает решение поставленных задач на основе комплексного изучения физических свойств горных пород.

Обобщающая интерпретация геофизических данных, геологической информации и данных по керну позволяет изучить геологическое строение продуктивной залежи, выявить характер изменения литологии и толщин

отдельных геологических подразделений, изменений коллекторских свойств, нефте- и газонасыщения пород по площади, произвести подсчет удельного нефтегазосодержания.

Задачи, поставленные нами в 4 главе данного проекта:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение положения флюидных контактов.

#### *Литологическое расчленение разреза.*

В условиях теригенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла на Казанском месторождении по данным интерпретации ГИС выделяются следующие литологические разности:

Глины (аргиллиты) характеризуются высокими показаниями естественной радиоактивности порядка 14-16 мкР/ч, высокими показаниями ПС, увеличением диаметра скважины, пониженными (3-5 Ом·м) значениями кажущегося сопротивления  $\rho_k$ , а также близкими к буровому раствору показаниями сопротивления на микрозондах.

Угли характеризуются высоким сопротивлением в пределах 65-70 Ом·м, повышенными значениями АК, показания НКТ порядка 1 у.е. небольшими отрицательными амплитудами по ПС и маленькими значениями естественной радиоактивности.

Песчаники отличаются отрицательными аномалиями на диаграммах ПС от 30-34 мВ, низкими значениями по ГК 4-6 мР/ч. Продуктивные пласты характеризуются аномально высоким сопротивлением до 60 Ом·м, уменьшением диаметра скважины и расхождением показаний микрозондов с превышением показаний потенциал-зонда.

Карбонатные породы - плотные известняки, доломиты, мергели. Повышенные показания на кривых электрометрии и НКТ. Низкие показания ГК, растущие с увеличением глинистого материала. На микрозондах



отсутствует приращение. Диаметр скважины соответствует номинальному. Амплитуды ПС отрицательные, уменьшающиеся с увеличением глинистости и ростом сопротивления.

В реальных разрезах скважин могут встречаться различные переходные разности пород, например, в зависимости от содержания глинистого материала: глинистый песчаник (20 - 50% глин), алевролит (50 - 80% глин), мергель (50 - 70% глин в известняках) и т.п., естественно, что и геофизические характеристики в этом случае будут изменяться в соответствии с содержанием глинистой фракции.

#### *Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.*

Выделение коллекторов в разрезе скважин продуктивных пластов Казанского месторождения проводилось по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов. К коллекторам относятся песчаники и алевролиты, обладающие прямыми качественными признаками проникновения в них фильтрата промывочной жидкости, прямо указывающими на проницаемость пластов и наличие в них подвижного флюида.

Прямыми качественными признаками являются:

- наличие на стенках скважин глинистых корок, приводящее к сужению ствола скважин и устанавливаемое по данным кавернометрии или профилометрии;
- отрицательная аномалия ПС;
- наличие положительных приращений на кривых микрозондов при невысоких значениях сопротивлений;
- изменение удельного электрического сопротивления пластов в радиальном направлении, устанавливаемое по данным электрических методов каротажа с различным радиусом исследований (БКЗ, БК и МБК).

Для типичного соотношения сопротивления фильтрата и пластовой воды ( $\rho_f/\rho_v$ ) коллекторы с различной степенью глинистости выделяются отрицательной амплитудой ПС.

Как правило, породы коллекторы характеризуются положительными показаниями на кривых гамма-метода, показания против коллекторов на кривых НКТ имеют промежуточные между глинами и плотными породами значения.

В эффективную толщину выделяемых по прямым качественным признакам коллекторов не включались прослой плотных непроницаемых пород (известковистые разности пород и глинистые алевролиты), которые уверенно выделяются по высоким показаниям на диаграммах фокусированных методов электрического каротажа (БК, ИК, МБК и НГК-НКТ).

Также для выделения коллекторов использовались и количественные критерии, соответствующие границе «коллектор-неколлектор», которые были установлены корреляционным способом. При обосновании количественного критерия «коллектор-неколлектор» корреляционным способом использовались данные по керну.

Помимо использования граничного значения пористости, в алгоритме выделения коллекторов для исключения глинистых коллекторов использовалось условная граница  $\Delta J_{ГК}$ : для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 0,4, для остальных пластов 0,6.

В целом, выделение коллекторов осложнено наличием особой легкой нефти в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, и высокой неоднородности пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Подсчетные параметры  $K_{П}$  и  $K_{Н}$  были определены для эффективных пропластков толщиной не менее 0,6 м и 0,8 м, соответственно.

#### *Определение фильтрационно-емкостных свойств.*

*Коэффициент пористости* является одним из важнейших подсчетных параметров, характеризующих емкостные свойства пород. Физической

основой для определения коэффициента пористости с помощью геофизических методов служит отличие физических свойств скелета от свойств флюидов, заполняющих поровое пространство.

Коэффициент пористости на рассматриваемом месторождении определялся как по материалам ГИС, так и по данным керна.

При изучении пород продуктивных пластов Казанского месторождения наиболее массовыми геофизическим методами, отражающими емкостные свойства пород, являются радиоактивные методы (ГГКп, ГК, НК), акустический каротаж.

Ниже приводятся методики, применяемые при определении коэффициента пористости по материалам ГИС.

*Определение коэффициента пористости по данным плотностного каротажа*

Согласно методическим рекомендациям по подсчету запасов гамма–гамма плотностной каротаж является наиболее благоприятным методом для определения пористости вследствие близости минералогической плотности скелета и различного рода примесей в коллекторах

Преимущества ГГКп по сравнению с другими методами ГИС состоит в слабом влиянии глинистых пород и структуры емкостного пространства на результаты определения  $K_{п}$ . Этот фактор позволяет рассматривать ГГКп в качестве одного из основных методов при определении пористости.

Коэффициент пористости по данным метода ГГКп определялся по зависимости  $K_{п}=f(\delta_{му})$ , по данным керновых исследований на полностью водонасыщенных образцах.

*Определение коэффициента пористости по данным акустического каротажа*

Определение пористости по данным акустического каротажа при подсчете запасов неокомских отложений в Западной Сибири широко используется зависимость пористости от интервального времени распространения упругой волны с учетом глинистости.

Использовалось уравнение, с заменой величины  $(1-\alpha_{\text{ПС}})$  на двойной разностный параметр по ГК, ввиду того, что применяемая технология бурения эксплуатационных скважин приводит к искажению записи кривой ПС:

$$K_{\text{П}}^{\text{АК}} = (((\Delta T - \Delta T_{\text{СК}}) * (((0,95 - \Delta J_{\text{ГК}}))^0,5)) / (0,175 * C))^0,5$$

$\Delta T$  - интервальное время пробега акустической волны в горной породе;  
 $\Delta T_{\text{СК}}$  - интервальное время пробега акустической волны в скелете породы;  $C$  – коэффициент пропорциональности;  $\Delta J_{\text{ГК}}$  – двойной разностный параметр по ГК.

Интервальное время в скелете породы принималось равным 183 мкс/м во всех пластах, исходя из исследований керна  $\Delta T = f(K_{\text{П}})$  для пластовых условий.

Коэффициент пропорциональности «С» для продуктивных пластов устанавливался расчетным путем по значениям коэффициентов пористости, определенных на представительном керне. Коэффициент пропорциональности «С» составил для пласта  $\text{Ю}_1^1$  – 1,23, для пласта  $\text{Ю}_1^2$  – 1,43, для пластов  $\text{Ю}_1^{3-4}$ ,  $\text{Ю}_3$  и  $\text{Ю}_{4-5}$  – 1,48.

#### *Определение коэффициента пористости по данным метода ПС*

Определение пористости по данным СП базируется на корреляционных зависимостях типа  $K_{\text{П}} = f(\alpha_{\text{ПС}})$ , полученных на сопоставлениях «керна-ГИС». Уравнения для:

$$\text{пласта } \text{Ю}_1^1 - K_{\text{П}} = 0,24 * \alpha_{\text{ПС}};$$

$$\text{пласт } \text{Ю}_1^2 - K_{\text{П}} = 0,174 * \alpha_{\text{ПС}} + 0,055;$$

$$\text{пласты } \text{Ю}_1^{3-4}, \text{Ю}_3, \text{Ю}_{4-5} - K_{\text{П}} = 0,1397 * \alpha_{\text{ПС}} + 0,0625.$$

#### *Определение коэффициента пористости по данным гамма каротажа*

Для расчета коэффициента пористости по данным ГК было использовано уравнение  $K_{\text{П}} = f(\Delta J_{\text{ГК}})$ , полученное по сопоставлению среднего значения коэффициента пористости в выделенном пропластке по данным керна и, соответствующее ему, значение двойного разностного параметра по ГК.

*Коэффициент проницаемости* несет важную информацию о характеристике продуктивных пластов, знание которой необходимо на стадиях проектирования и разработки месторождений, а также широко применяется при построении фильтрационных моделей залежей и обосновании коэффициентов вытеснения нефти.

Поскольку указанный параметр по данным ГИС не может быть рассчитан напрямую, то используется традиционное его определение через статистическую зависимость от коэффициента пористости ( $K_{пр}=f(K_{п})$ ).

Для определения *коэффициента нефтенасыщенности* использовался метод сопротивлений. Он основан на использовании зависимостей между параметром насыщения ( $P_n$ ) и коэффициентом водонасыщенности ( $K_v$ ), а также между параметром пористости ( $P_{п}$ ) и коэффициентом пористости ( $K_{п}$ ), получаемых по результатам исследований керна.

Сопротивление пластовой воды составляет 0,07 Ом для всех пластов юрских отложений.

#### *Определение характера насыщения коллекторов*

Характер насыщения устанавливается, как правило, на основании анализа данных ГИС и результатов опробования пластов. Оценка насыщения коллекторов основывается на определении в процессе интерпретации удельных сопротивлений пластов коллекторов ( $\rho_{п}$ ) и сопоставление их с известными критическими величинами ( $\rho_{п}^{кр}$ ).

Критической величиной удельного электрического сопротивления пласта считается такое его значение, выше которого при испытании пласта коллектора будет получена чистая нефть. С этой целью были выполнены сопоставления  $\rho_{п}$  и  $K_{п}$  по прослоям при испытании которого получены однофазные притоки нефти или воды. Наличие точек с двухфазным насыщением объясняется испытанием объектов либо в переходной зоне, либо совместным испытанием продуктивных и водоносных объектов.

## 6. ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ МЕЖФЛЮИДНЫХ КОНТАКТОВ НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 6.1. Теоретическое обоснование выделения межфлюидных контактов

Оценка межфлюидных контактов является достаточно важной задачей на этапе разведочно-поисковых работ, от решения которой зависит геолого-экономическая оценка и определение запасов месторождения.

Межфлюидный контакт – поверхность, отделяющая в пласте нефтяной (ВНК) или газовой (ГВК) залежи от контактирующих с ними пластовых вод. Также существует понятие ГНК, которое можно объяснить, как поверхность, разделяющая в нефтяной залежи нефть и газ, находящийся в свободном состоянии в виде газовой шапки.

Общепринято, что нефтяная и газовая залежи чаще всего имеют зональное вертикальное строение и представляется в виде, показанном на рисунке 6.1.

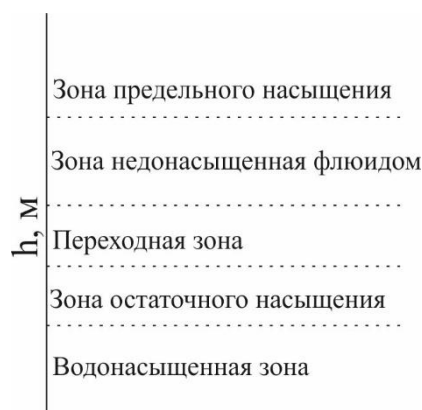


Рисунок 6.1 – Строение залежи

Различием газовых и нефтяных залежей состоит лишь в том, что протяженность недонасыщенной и переходной зоны в газовой немногим меньше чем в нефтяной.

ВНК и ГНК обычно принимается или по верхней границе переходной зоны, где при испытании получают совместные притоки воды и нефти (в случае нефтяной залежи), или по поверхности внутри переходные зоны в

соответствии с критическим значением водонасыщенности  $k_{в.кр}$ . Положение ГНК находится на отметке, ниже которой газ в свободной фазе еще есть, но находится в фазово-неподвижном состоянии.

Насыщение в переходной зоне изменяется от полного насыщения водой в нижней части пласта до максимально возможного нефте- или газонасыщения, ограниченного величиной остаточной водонасыщенности.

Выделение межфлюидных контактов принято определять по материалам ГИС с использованием данных керна, обосновывая по результатам испытаний. Сначала определяется ВНК (ГВК) методами ГИС в отдельных скважинах, затем по мере накопления информации на основе геологических закономерностей и результатов испытаний, выделяется положение контакта по залежи в целом.

## **6.2. Выделение межфлюидных контактов по методам ГИС**

Выделение межфлюидных контактов методами ГИС напрямую связано с задачами выделения пластов-коллекторов и определения их насыщения.

Так как вместе с характером насыщения изменяется и удельное сопротивление от минимального значения в пласте в области полного насыщения водой ( $\rho_{вп}$ ) до максимального значения, в области остаточной водонасыщенности ( $\rho_{п\ max}$ ). Причем это изменение в функции глубины происходит практически по линейному закону. Поэтому для установления местоположения ВНК (ГЖК) применимы методы электрического каротажа.

Также установление местоположения межфлюидных контактов в открытом стволе проводится по данным методам ГИС, реагирующих на изменение плотности и вязкости пластовых флюидов (НК, ИННК, ГГКП, АК, ГДК). В редких случаях в однородных коллекторах возможно определение ГНК по величине  $\rho_{п}$ . Кроме того, используются данные ГТИ и прямых определений остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу. В закрытом стволе хорошие результаты по определению местоположения контактов

получают по материалам повторных измерений НК или ИННК в ходе расформирования зоны проникновения.

Из-за различия удельного электрического сопротивления нефти (газа) и воды, в пластах, в которых наблюдается литологическая неоднородность и неполный характер насыщения, межфлюидные контакты хорошо выделяются методами электрического каротажа (БК, ИК). За тем лишь исключением, что положение ГНК по кривым данных методов установить невозможно, так как сопротивление против газонасыщенной и нефтенасыщенной частей коллекторов слабо отличаются.

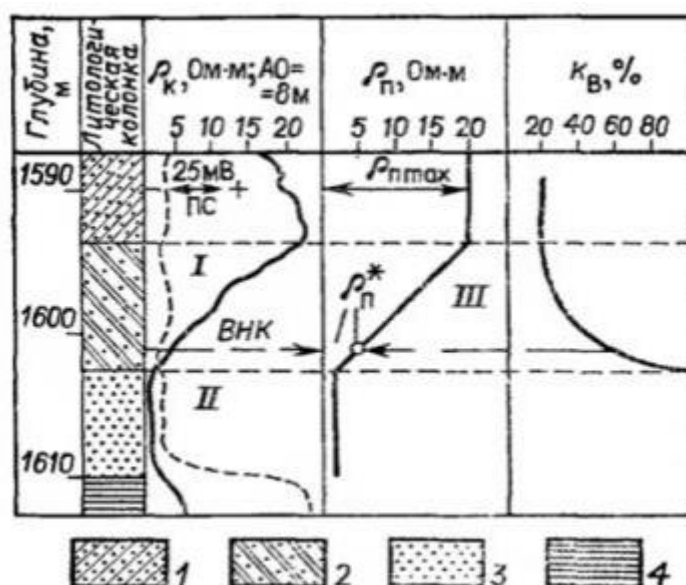


Рисунок 6.2 - Определение ВНК по данным методов сопротивлений. Условные обозначения: Песчаник: 1 – с максимальным нефтенасыщением, 2 - промежуточным нефтенасыщением, 3 – водоносный; 4- глина; I – кровля переходной зоны; II – зеркало воды; III – переходная зона

В большом количестве литературы высказывается мнение, что наиболее эффективными методами ГИС для определения положения межфлюидных контактов являются импульсные нейтронные методы. Главной задачей импульсных нейтронных методов является выделение в разрезе нефтегазоносных пластов и определение ВНК и ГЖК. Наиболее надежно она решается по нескольким диаграммам ИНК, полученным при различных задержках  $t_z$ . В этом случае положительные результаты при определении ВНК



получают в неперфорированных высокопористых пластах без проникновения в них фильтрата раствора при содержании NaCl в пластовой воде 30–50 г/л и в перфорированных при концентрации NaCl более 100 г/л. Стационарные методы нейтронного каротажа (НК) в этих условиях неэффективны. ИНК нашел широкое применение при исследовании действующих, обсаженных колоннами скважин для прослеживания водонефтяного и газожидкостного контактов, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти и газа между пластами, прослеживания продвижения фронта воды, сопоставления разреза и границ ВНК скважин, крепленных колонной и открытых.

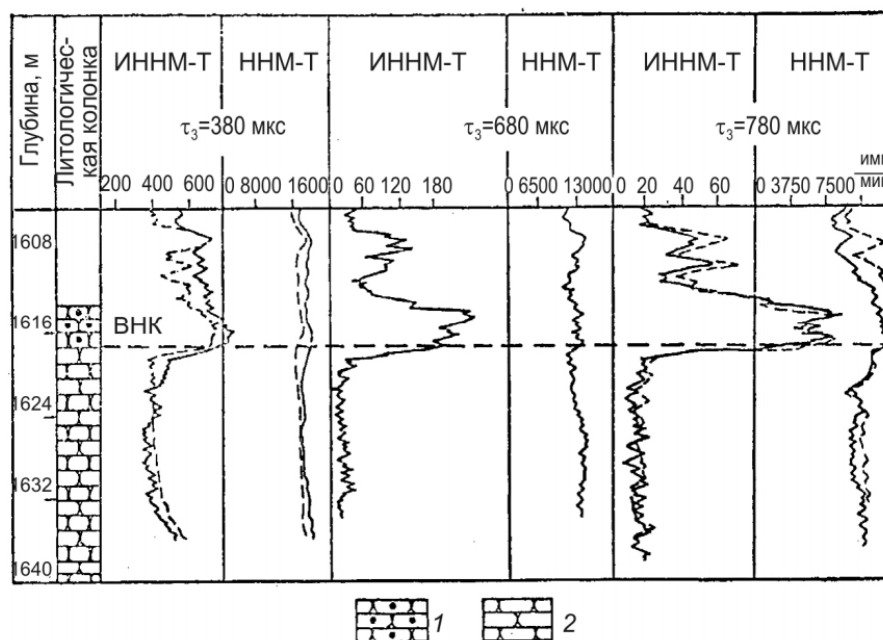


Рисунок 6.2 – Определение ВНК в песчаном коллекторе по диаграммам ИИНК-Т и ННК-Т с разными задержками: 1 – нефтеносный песчаник; 2 – водоносный песчаник. Штриховые кривые – контрольные замеры

Наилучшие результаты с помощью ИНК получают в районах с высокой минерализацией пластовых вод (более 100 г/л), где показания ИИНК и ИНГК против водоносных и нефтеносных пластов различаются в несколько раз (до 10), тогда как различие показаний стационарных методов НК составляет 10–20 %.

### **6.3. Выделение межфлюидных контактов по методам ГИС на примере Казанского месторождения**

Для примера выделения межфлюидных контактов методами ГИС обратимся к выполненному комплексу ГИС в разведочной скважине 10 Казанского месторождения (Рис. 6.4).

Выделение пластов-коллекторов проводилось по прямым признакам, определение насыщения по прямым признакам, керну и испытаниям в скважине. Два продуктивных пласта, показанных на рисунке Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>26</sup> разделены аргиллитами и прослоями углей. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> полностью нефтенасыщен, а в пласте Ю<sub>1</sub><sup>26</sup> помимо нефти присутствует газовая шапка.

Из-за небольших радиусов исследования нейтронных методов и того, что на расформирование зоны проникновения фильтрата бурового раствора могут потребоваться месяцы, выделение межфлюидных контактов именно в этой скважине по прямым признакам проводилось на основе методов БК и ИК.

В пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, который полностью нефтенасыщен, можно очень легко определить ВНК по кривым методов БК и ИК. Высокие показания кажущегося сопротивления по кривой БК напротив нефтенасыщенного пласта (15-20 Ом·м) резко отличаются от показаний напротив водонасыщенного (до 7 Ом·м). То же можно сказать о кривой ИК, показания удельной электропроводности напротив нефтенасыщенного пласта (до 120 Мсим) гораздо меньше, нежели у водонасыщенного (350-380 Мсим). Из-за того, что переходная зона практически отсутствует, местоположение ВНК будет выделяться по нижней границе нефтенасыщенного пласта.

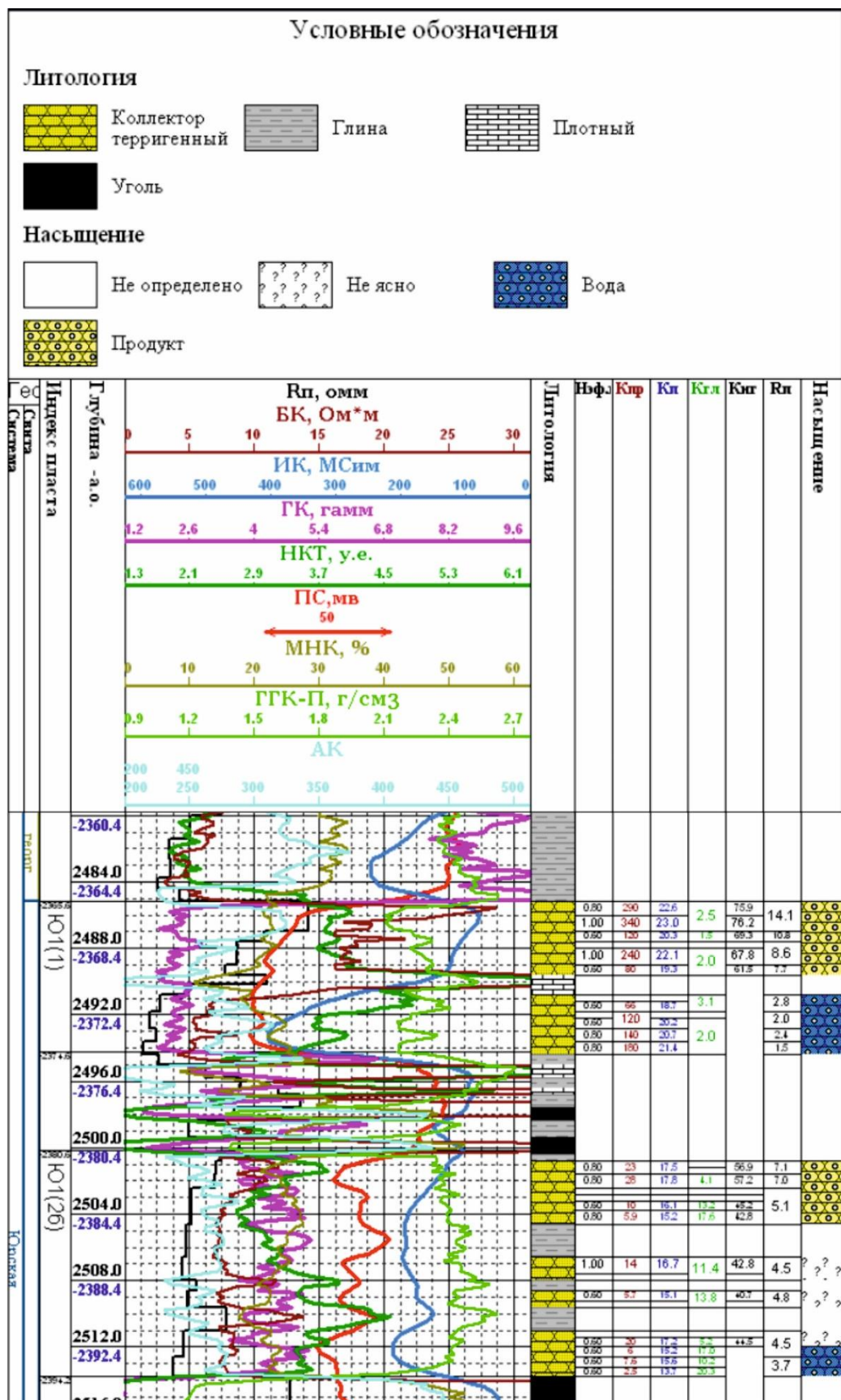


Рисунок 6.4 - Физико-геологическая модель вернеюрских отложений  
Казанского месторождения

В отличие от первого пласта, в пласте Ю<sub>1</sub><sup>26</sup> присутствует переходная зона достаточно большой мощности (до 8 м) неясного насыщения. Как уже отмечалось выше пласт нефтенасыщен с наличием газовой шапки, однако по проведенным методам определить положение ГНК не представляется возможным. На практике компаниям гораздо проще не дожидаться расформирования зоны проникновения для проведения методов НК, а проперфорировав пласт определить межфлюидные контакты по количественным признакам.

В таком случае остается только определить местоположение ВНК, который с учетом неясности насыщения переходной зоны, практически неизменяющихся показаний по кривым БК и ИК по всей ее длине будет отбиваться посередине зоны.

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| Группа | ФИО                               |
|--------|-----------------------------------|
| 225А   | Фефелову Владимиру Александровичу |

| Школа               | ИШПР        | Отделение школы (НОЦ)     | ОГ   |
|---------------------|-------------|---------------------------|--|
| Уровень образования | Специалитет | Направление/специальность | 21.05.03 Технология геологической разведки |

#### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

|  |  |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.  |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                    | В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим  |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

|  |  |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ                     |
| 2. Планирование и формирование бюджета проекта   | Определение этапов работ и трудоемкости. Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования                  | Оценка эффективности проводимых работ  |

#### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

|                 |
|-----------------|
| 1. Смета затрат |
|-----------------|

|  |  |
|--|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику |  |
|--|--|

Задание выдал консультант:

| Должность   | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН | Якимова Т.Б. | К.Э.Н.                 |         |      |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО                            | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------------|---------|------|
| 225А   | Фефелов Владимир Александрович |         |      |

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости проектного комплекса ГИС в открытом стволе проектной скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в Парабельском районе Томской области.

Выполнение работ по проекту проводится на денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту силу закона.

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав ООО «Томскгазпромгеофизика».

Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом.

#### **7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту**

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объемы проектируемых работ по данному проекту (таблица 1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В данном случае проектный забой скважин - 2500 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49 [16]).

Таблица 7.1 - Виды и объемы проектируемых работ по проекту

| № | Наименование исследований | Масштаб записи | Интервал исследований, м |      |
|---|---------------------------|----------------|--------------------------|------|
|   |                           |                | от                       | до   |
| 1 | Стандартный каротаж       | 1:500          | 0                        | 750  |
|   | ПС                        | 1:500          | 0                        | 750  |
|   | Инклинометрия             | Через 20 м     | 0                        | 750  |
|   | Кавернометрия             | 1:500          | 0                        | 750  |
| 2 | АКЦ                       | 1:200          | 0                        | 750  |
|   | Плотностная цементометрия | 1:500          | 0                        | 750  |
| 3 | Стандартный каротаж       | 1:500          | 750                      | 2500 |
|   | ПС                        | 1:500          | 750                      | 2500 |
|   | ГК                        | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | Инклинометрия             | Через 20 м     | 750                      | 2500 |
|   | Кавернометрия             | 1:500          | 750                      | 2500 |
|   | МКЗ                       | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | БК                        | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | БКЗ                       | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | ИК                        | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | АК                        | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | НГК+ННК <sub>т</sub>      | 1:200          | 750                      | 2500 |
|   | Резистивметрия            | 1:200          | 750                      | 2500 |

## 7.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования производится для каждого проектируемого вида работ.

Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования производится для партии, выполняющей комплексный каротаж на проектируемой скважине (таблицы 7.2 – 7.4)

Таблица 7.2 - Расчет затрат времени

| №  | Вид исследований                                | Объем    |        | Норма времени<br>по ПОСН 81-2-<br>49 | Ед. изм.  | Итого<br>времени<br>на объем,<br>чел-час |
|----|---|----------|--------|--------------------------------------|-----------|--|
|    |   | Ед. изм. | Кол-во |                                      |           |  |
| 1  | Стандартный каротаж                             | м        | 2500   | 3                                    | мин/100 м | 75                                       |
| 2  | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | опер.    | 1      | 39                                   | мин/опер. | 39                                       |
| 3  | ПС  | м        | 2500   | 3                                    | мин/100 м | 75                                       |
| 4  | Вспомогательные работы при ПС                   | опер.    | 1      | 39                                   | мин/опер. | 39                                       |
| 5  | Инклинометрия                                   | м        | 2500   | 1,4                                  | мин/100 м | 35                                       |
| 6  | Вспомогательные работы при инклинометрии        | опер.    | 1      | 17                                   | мин/опер. | 17                                       |
| 7  | Кавернометрия                                   | м        | 2500   | 3,7                                  | мин/100 м | 92,5                                     |
| 8  | Вспомогательные работы при кавернометрии        | опер.    | 1      | 49                                   | мин/опер. | 49                                       |
| 9  | МКЗ   | м        | 1750   | 3,3                                  | мин/100 м | 57,75                                    |
| 10 | Вспомогательные работы при МКЗ                  | опер.    | 1      | 39                                   | мин/опер. | 39                                       |
| 11 | БК  | м        | 1750   | 3,3                                  | мин/100 м | 76,23                                    |
| 12 | Вспомогательные работы при БК                   | опер.    | 1      | 39                                   | мин/опер. | 39                                       |
| 13 | БКЗ   | м        | 1750   | 3                                    | мин/100 м | 52,5                                     |
| 14 | Вспомогательные работы при БКЗ                  | опер.    | 1      | 39                                   | мин/опер. | 39                                       |
| 15 | ИК  | м        | 1750   | 4,1                                  | мин/100 м | 71,75                                    |
| 16 | Вспомогательные работы при ИК                   | опер.    | 1      | 39                                   | мин/опер. | 39                                       |
| 17 | ГК и НГК  | м        | 1750   | 10,2                                 | мин/100 м | 178,5                                    |
| 18 | Вспомогательные работы при ГК и НГК             | опер.    | 1      | 87,5                                 | мин/опер. | 87,5                                     |
| 19 | АК  | м        | 1750   | 10,8                                 | мин/100 м | 189                                      |
| 20 | Вспомогательные работы при АК                   | опер.    | 1      | 54                                   | мин/опер. | 54                                       |
| 21 | АКЦ   | м        | 750    | 6                                    | мин/100 м | 45                                       |



Продолжение таблицы 7.2

|                         |  |          |      |      |                      |         |
|-------------------------|--|----------|------|------|----------------------|---------|
| 22                      | Вспомогательные работы при АКЦ                       | опер.    | 1    | 39   | мин/опер.            | 39      |
| 23                      | Плотностная цементометрия                            | м        | 750  | 18   | мин/100 м            | 135     |
| 24                      | Вспомогательные работы при плотностной цементометрии | опер.    | 1    | 44,5 | мин/опер.            | 44,5    |
| 25                      | ННКт   | м        | 1750 | 10,2 | мин/100 м            | 178,5   |
| 26                      | Вспомогательные работы при ННКт                      | опер.    | 1    | 87,5 | мин/опер.            | 87,5    |
| 27                      | Резистивиметрия                                      | м        | 1750 | 3    | мин/100 м            | 52,5    |
| 28                      | Вспомогательные работы при резистивиметрии           | опер.    | 1    | 39   | мин/опер.            | 39      |
| 29                      | Проезд на место работ                                | км       | 42   | 1,9  | мин/км (дор. 2 кат.) | 79,8    |
| 30                      | Тех. дежурство                                       | парт-час | 12   | 60   | мин/парт-час         | 720     |
| На запись диаграмм: мин |  |          |      |      |                      | 1965,73 |
| Всего: мин              |  |          |      |      |                      | 2765,53 |

Таблица 7.3 - Расчет затрат труда

| № | Вид работ                                       | Объём    |        | Затраты труда                      |              |                                 |                                    |              |                                  |
|---|---|----------|--------|------------------------------------|--------------|---------------------------------|------------------------------------|--------------|----------------------------------|
|   |   |          |        | Рабочие                            |              |                                 | ИТР                                |              |                                  |
|   |   | Ед. изм. | Кол-во | Норма затрат труда по ПОСН 81-2-49 | ед. изм.     | Итого времени на объем, чел-час | Норма затрат труда по ПОСН 81-2-49 | ед. изм.     | Итого времени на объем, чел-час. |
| 1 | Стандартный каротаж                             | м        | 2500   | 0,18                               | чел-час/100м | 4,5                             | 0,12                               | чел-час/100м | 3                                |
| 2 | Вспомогательные работы при стандартном каротаже | опер.    | 1      | 2,34                               | чел-час      | 2,34                            | 0,15                               | чел-час      | 0,15                             |

Продолжение таблицы 7.3

|    |  |       |      |       |                      |        |       |                      |       |
|----|--|-------|------|-------|----------------------|--------|-------|----------------------|-------|
| 3  | ПС   | м     | 2500 | 0,18  | чел-<br>час/<br>100м | 4,5    | 0,12  | чел-<br>час/<br>100м | 3     |
| 4  | Вспомогательные<br>работы при ПС               | опер. | 1    | 2,34  | чел-<br>час          | 2,34   | 0,15  | чел-<br>час          | 0,15  |
| 5  | Инклинометрия                                  | м     | 2500 | 0,084 | чел-<br>час/<br>100м | 2,1    | 0,056 | чел-<br>час/<br>100м | 1,4   |
| 6  | Вспомогательные<br>работы при<br>инклинометрии | опер. | 1    | 1,02  | чел-<br>час          | 1,02   | 0,68  | чел-<br>час          | 0,68  |
| 7  | Кавернометрия                                  | м     | 2500 | 0,22  | чел-<br>час/<br>100м | 5,5    | 0,15  | чел-<br>час/<br>100м | 3,75  |
| 8  | Вспомогательные<br>работы при<br>кавернометрии | опер. | 1    | 2,94  | чел-<br>час          | 2,94   | 0,3   | чел-<br>час          | 0,3   |
| 9  | МКЗ  | м     | 1750 | 0,2   | чел-<br>час/<br>100м | 3,5    | 0,12  | чел-<br>час/<br>100м | 2,1   |
| 10 | Вспомогательные<br>работы при МКЗ              | опер. | 1    | 2,34  | чел-<br>час          | 2,34   | 0,56  | чел-<br>час          | 0,56  |
| 11 | БК   | м     | 1750 | 0,2   | чел-<br>час/<br>100м | 3,5    | 0,13  | чел-<br>час/<br>100м | 2,275 |
| 12 | Вспомогательные<br>работы при БК               | опер. | 1    | 2,3   | чел-<br>час          | 2,3    | 1,56  | чел-<br>час          | 1,56  |
| 13 | БКЗ  | м     | 1750 | 0,18  | чел-<br>час/<br>100м | 3,15   | 0,12  | чел-<br>час/<br>100м | 2,1   |
| 14 | Вспомогательные<br>работы при БКЗ              | опер. | 1    | 2,34  | чел-<br>час          | 2,34   | 1,56  | чел-<br>час          | 1,56  |
| 15 | ИК   | м     | 1750 | 0,25  | чел-<br>час/<br>100м | 4,375  | 0,16  | чел-<br>час/<br>100м | 2,8   |
| 16 | Вспомогательные<br>работы при ИК               | опер. | 1    | 2,34  | чел-<br>час          | 2,34   | 1,56  | чел-<br>час          | 1,56  |
| 17 | ГК и НГК                                       | м     | 1750 | 3,9   | чел-<br>час/<br>100м | 68,25  | 0,41  | чел-<br>час/<br>100м | 7,175 |
| 18 | Вспомогательные<br>работы при ГК и<br>НГК      | опер. | 1    | 3,45  | чел-<br>час          | 3,45   | 3,5   | чел-<br>час          | 3,5   |
| 19 | АК   | м     | 1750 | 0,65  | чел-<br>час/<br>100м | 11,375 | 0,43  | чел-<br>час/<br>100м | 7,525 |
| 20 | Вспомогательные<br>работы при АК               | опер. | 1    | 3,24  | чел-<br>час          | 3,24   | 2,16  | чел-<br>час          | 2,16  |

Продолжение таблицы 7.3

|                              |   |              |      |       |                              |       |      |                              |        |
|------------------------------|---|--------------|------|-------|------------------------------|-------|------|------------------------------|--------|
| 21                           | АКЦ   | м            | 750  | 0,18  | чел-<br>час/<br>100м         | 1,35  | 0,12 | чел-<br>час/<br>100м         | 2,1    |
| 22                           | Вспомогательные<br>работы при АКЦ                             | опер.        | 1    | 3,24  | чел-<br>час                  | 3,24  | 2,16 | чел-<br>час                  | 1,56   |
| 23                           | Плотностная<br>цементометрия                                  | м            | 750  | 0,54  | чел-<br>час/<br>100м         | 4,05  | 0,36 | чел-<br>час/<br>100м         | 2,8    |
| 24                           | Вспомогательные<br>работы при<br>плотностной<br>цементометрии | опер.        | 1    | 2,67  | чел-<br>час                  | 2,67  | 1,78 | чел-<br>час                  | 1,56   |
| 25                           | ННКт  | м            | 1750 | 3,9   | чел-<br>час/<br>100м         | 68,25 | 0,41 | чел-<br>час/<br>100м         | 7,175  |
| 26                           | Вспомогательные<br>работы при<br>ННКт                         | опер.        | 1    | 3,45  | чел-<br>час                  | 3,45  | 3,5  | чел-<br>час                  | 3,5    |
| 27                           | Резистивиметрия   | м            | 1750 | 0,18  | чел-<br>час/<br>100м         | 3,15  | 0,12 | чел-<br>час/<br>100м         | 7,525  |
| 28                           | Вспомогательные<br>работы при<br>резистивметрии               | опер.        | 1    | 2,34  | чел-<br>час                  | 2,34  | 0,15 | чел-<br>час                  | 2,16   |
| 29                           | Проезд на место<br>работ                                      | км           | 42   | 0,114 | чел-<br>час/<br>км           | 4,8   | 0,08 | чел-<br>час/<br>км           | 3,36   |
| 30                           | Тех. дежурство  | парт-<br>час | 12   | 3,6   | Чел-<br>час/<br>парт-<br>час | 43,2  | 2,4  | чел-<br>час/<br>парт-<br>час | 28,8   |
| На запись диаграмм: чел-час. |   |              |      |       |                              | 223,9 |      |                              | 75,68  |
| Всего: чел-час.              |   |              |      |       |                              | 271,9 |      |                              | 107,85 |

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 299,58 чел-час.

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 379,75 чел-час.

Таблица 7.4 – Оборудование

| Оборудование                                | Ед. изм | Объем |
|---|---------|-------|
| Подъемник каротажный<br>самоходный ПКС-3,5М | шт      | 1     |
| Каротажная станция Кедр-<br>02/1,5В         | шт      | 1     |
| Ноутбук                                     | шт      | 1     |
| Спутниковый телефон                         | шт      | 1     |
| Магнитооптический диск                      | шт      | 1     |

Продолжение таблицы 4

|   |    |   |
|---|----|---|
| Подъемник каротажный<br>самоходный ПКС-3,5М | шт | 1 |
| Каротажная станция Кедр-<br>02/1,5В         | шт | 1 |
| Ноутбук                                     | шт | 1 |
| Спутниковый телефон                         | шт | 1 |
| Приборы:                                    |    |   |
| “КІА-723-М”                                 | шт | 2 |
| “СП-62”                                     | шт | 2 |
| “КЗА-723”                                   | шт | 2 |
| “НС-380”                                    | шт | 2 |
| “СПАК-6Д”                                   | шт | 2 |
| “ИМММ-120/60”                               | шт | 2 |
| “РТГ-42”                                    | шт | 2 |
| “АКГС-2М”                                   | шт | 2 |
| Скважинный дефектомер-<br>плотномер СГДТ-НВ | шт | 2 |
| АКЦ-5                                       | шт | 2 |
| АИНК-42                                     | шт | 2 |
| Тр-741                                      | шт | 2 |

### 7.3. Расчет сметной стоимости проекта

Денежные средства для выполнения работ будут предоставлены заказчиком. Смета рассчитывается исполнителями проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Таблица 7.5 – Сметные расчеты по видам работ

| № | Вид работ  | Объем       |        | Стоимос<br>ть | Ед.<br>изм.   | Стоимость<br>объема<br>работ, руб | Повышающие<br>коэф. |                | Итого, руб |
|---|--|-------------|--------|---------------|---------------|-----------------------------------|---------------------|----------------|------------|
|   |  | Ед.<br>изм. | Кол-во |               |               |                                   | Кудор.              | Кнорм.<br>усл. |            |
| 1 | Стандартный<br>каротаж                                   | м           | 2500   | 22,6          | руб./<br>100м | 565                               | 4,4                 | 1,12           | 7684,72    |
| 2 | Вспомогательные<br>работы при<br>стандартном<br>каротаже | опер.       | 1      | 240,87        | руб/<br>опер  | 240,87                            | 4,4                 | 1,12           | 1187,01    |
| 3 | ПС   | м           | 2500   | 22,6          | руб/<br>100м  | 565                               | 4,4                 | 1,12           | 2784,32    |
| 4 | Вспомогательные<br>работы при ПС                         | опер.       | 1      | 240,87        | руб/<br>опер  | 240,87                            | 4,4                 | 1,12           | 1187,01    |

Продолжение таблицы 5

|    |   |       |      |        |               |          |      |      |          |
|----|---|-------|------|--------|---------------|----------|------|------|----------|
| 5  | Инклинометрия   | м     | 2500 | 5,24   | руб/т<br>чк   | 131      | 4,4  | 1,12 | 645,56   |
| 6  | Вспомогательные<br>работы при<br>инклинометрии                | опер. | 1    | 64,17  | руб/о<br>тчк  | 64,17    | 4,4  | 1,12 | 316,22   |
| 7  | Кавернометрия   | м     | 2500 | 22,97  | руб/<br>100м  | 574,25   | 4,4  | 1,12 | 2829,90  |
| 8  | Вспомогательные<br>работы при<br>кавернометрии                | опер. | 1    | 247,19 | руб/<br>опер  | 247,19   | 4,4  | 1,12 | 1218,15  |
| 9  | МКЗ   | м     | 1750 | 22,6   | руб/<br>100м  | 395,5    | 4,4  | 1,12 | 1949,02  |
| 10 | Вспомогательные<br>работы при<br>микрозондирован<br>ии        | опер. | 1    | 240,87 | руб/<br>опер  | 240,87   | 4,4  | 1,12 | 1187,001 |
| 11 | БК  | м     | 1750 | 24,83  | руб/<br>100м  | 434,525  | 4,4  | 1,12 | 2141,33  |
| 12 | Вспомогательные<br>работы при БК                              | опер. | 1    | 240,87 | руб/<br>опер  | 240,87   | 4,4  | 1,12 | 1187,001 |
| 13 | БКЗ   | м     | 1750 | 22,6   | руб/<br>100м  | 395,5    | 4,4  | 1,12 | 1949,02  |
| 14 | Вспомогательные<br>работы при БКЗ                             | опер. | 1    | 240,87 | руб/<br>опер  | 240,87   | 4,4  | 1,12 | 1187,01  |
| 15 | ИК  | м     | 1750 | 27,53  | руб/<br>100м  | 481,775  | 4,4  | 1,12 | 2374,18  |
| 16 | Вспомогательные<br>работы при ИК                              | опер. | 1    | 295,4  | руб/<br>опер  | 295,4    | 4,4  | 1,12 | 1455,73  |
| 17 | ГК и НГК  | м     | 1750 | 170,97 | руб/<br>100м  | 2991,975 | 4,4  | 1,12 | 14744,45 |
| 18 | Вспомогательные<br>работы при ГК и<br>НГК                     | опер. | 1    | 351,46 | руб/<br>опер  | 351,46   | 4,4  | 1,12 | 1731,99  |
| 19 | АК  | м     | 1750 | 72,14  | руб/<br>100м  | 1262,45  | 4,4  | 1,12 | 6221,35  |
| 20 | Вспомогательные<br>работы при АК                              | опер. | 1    | 293,9  | руб/<br>опер  | 293,9    | 4,4  | 1,12 | 1448,33  |
| 21 | АКЦ   | м     | 750  | 72,14  | руб/<br>100м  | 541,05   | 4,4  | 1,12 | 2666,29  |
| 22 | Вспомогательные<br>работы при АКЦ                             | опер. | 1    | 293,9  | руб/<br>опер  | 293,9    | 4,4  | 1,12 | 1448,33  |
| 23 | Плотностная<br>цементометрия                                  | м     | 750  | 115,47 | руб/<br>100м  | 866,025  | 4,4  | 1,12 | 4267,77  |
| 24 | Вспомогательные<br>работы при<br>плотностной<br>цементометрии | опер. | 1    | 256,35 | руб/<br>опер  | 256,35   | 4,4  | 1,12 | 1263,29  |
| 25 | ННКт  | м     | 1750 | 170,97 | руб/<br>100м  | 2991,975 | 4,4  | 1,12 | 14744,45 |
| 26 | Вспомогательные<br>работы при ННКт                            | опер. | 1    | 351,46 | руб/<br>опер  | 351,46   | 4,4  | 1,12 | 1731,99  |
| 27 | Резистивиметрия   | м     | 1750 | 22,6   | руб./<br>100м | 395,5    | 4,4  | 1,12 | 1949,02  |
| 28 | Вспомогательные<br>работы при<br>резистивметрии               | опер. | 1    | 240,87 | руб/<br>опер  | 240,87   | 4,4  | 1,12 | 1187,01  |
| 29 | Проезд  | км    | 42   | 15,49  | руб/к<br>м    | 650,58   | 1,51 | 1,12 | 1100,26  |

Продолжение таблицы 7.5

|                              |               |              |    |       |               |        |     |      |           |
|------------------------------|---------------|--------------|----|-------|---------------|--------|-----|------|-----------|
| 30                           | Тех дежурство | парт-<br>час | 12 | 257,7 | р/пар<br>т. ч | 3092,4 | 4,4 | 1,12 | 15239,34  |
| На запись диаграмм, руб./скв |               |              |    |       |               |        |     |      | 84687,55  |
| Итого, руб.                  |               |              |    |       |               |        |     |      | 101027,16 |

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 101027,16 рублей.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют половину стоимости комплекса каротажных работ.

Стоимость работ (с учётом ГСМ) составляет 266835,9 рублей.

Общая сметная стоимость работ по проекту рассчитывается в соответствие с инструкцией по составлению проектов и смет.

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами.

К основным расходам относятся: текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии; затраты, связанные с оплачиваемым ежегодным отпуском; единый социальный налог.

Кроме того, к основным расходам относятся: материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы; амортизация используемого оборудования; износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов; услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Затраты геологоразведочного производства (по каждому виду полевых и камеральных работ) формируются в виде статей основных расходов.

Статьи основных расходов

1. Основная заработная плата (текущий заработок рабочих и ИТР).

2. Дополнительная заработная плата, за счет которой формируется фонд для оплаты отпуска (7,9% от основной заработной платы).

3. Страховые взносы (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости, фонд социального страхования), эти отчисления в размере 35,6% установленном законом рассчитываются от фонда заработной платы, т.е. суммы основной и дополнительной заработной платы.

4. Материалы, лесоматериалы, электроэнергия, сжатый воздух и т.д., т.е. все то, что переносит свою стоимость на геологоразведочные работы сразу и полностью.

5. Амортизация оборудования в виде нормы амортизации, рассчитанной в зависимости от балансовой стоимости оборудования и его срока использования.

6. Износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов, которые служат долго, но стоят недорого. Их стоимость в размере 50% включается в затраты геологоразведочного проекта сразу, а оставшаяся часть списывается в процессе хозяйственной деятельности по бухгалтерской документации возможно на затраты по другому проекту.

7. Услуги собственных вспомогательных производств (например, ремонтный цех), норма услуг рассчитывается на каждом предприятии самостоятельно и устанавливается для всех видов работ одинаковая.

8. Транспорт, используемый в процессе работы, также входит в себестоимость полевых геологоразведочных работ в виде нормы, рассчитанной на предприятии.

Таблица 7.6 - Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ

| № | Наименование работ и затрат   | Объем    |        | От суммы | Итого затрат на объем / руб. |
|---|---|----------|--------|----------|------------------------------|
|   |   | Ед. изм. | Кол-во |          |                              |
| 1 | Основные расходы  |          |        |          |                              |
|   | комплекс геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией |          | 1      |          | 101027,16                    |

Продолжение таблицы 7.6

|                                      |  |          |     |  |           |
|--------------------------------------|--|----------|-----|--|-----------|
| 1                                    | полевые<br>камеральные работы              |          | 1   |  | 50513,58  |
|                                      | расход<br>топлива                          |          | 1   |  | 14268,1   |
|                                      | контрольно-<br>интерпретационные<br>работы |          | 1   |  | 101027,16 |
|                                      | Итого                                      | 266835,9 |     |  |           |
| 2                                    | Накладные расходы                          | %        | 15  |  | 40025,39  |
| 3                                    | Плановые<br>накопления                     | %        | 25  |  | 66708,98  |
| 4                                    | Компенсируемые затраты                     |          |     |  |           |
|                                      | производственные<br>командировки           | %        | 0,5 |  | 1334,18   |
|                                      | полевое довольствие                        | %        | 3   |  | 8005,07   |
|                                      | доплаты                                    | %        | 8   |  | 21346,87  |
|                                      | охрана<br>природы                          | %        | 5   |  | 13341,8   |
| 5                                    | Подрядные работы                           | %        | 1,2 |  | 3202,031  |
| 6                                    | Резерв                                     | %        | 10  |  | 26683,59  |
| Итого сметная стоимость              |  |          |     |  | 447483,8  |
| Договорная цена с учетом НДС (+18 %) |  |          |     |  | 528030,9  |

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину составила - 528030,9 рублей.



## 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                                   |
|---------------|-----------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                        |
| 225А          | Фефелову Владимиру Александровичу |

|                            |             |                              |  |
|----------------------------|-------------|------------------------------|--|
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение школы (НОЦ)</b> | <b>ОГ</b>                                  |
| <b>Уровень образования</b> | Специалитет | <b>Направление</b>           | 21.05.03 Технология геологической разведки |

| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>                  |  |
|---|--|
| <p>1. Характеристика объекта исследования.</p>                                  | <p>Объектом исследования является нефте-газо-конденсатное Казанское месторождение, находящееся на юго-востоке Западной-Сибири в Парабельском районе Томской области</p>  |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b> |  |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p>          | <p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>   |
| <p>2. Производственная безопасность</p>   | <p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.<br/>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током</li> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>– отклонение показателей микроклимата</li> <li>– превышение уровня шума</li> <li>– недостаточная освещенность</li> <li>– превышение уровня ионизирующих излучений</li> </ul> |

|  |   |
|--|---|
| <b>3. Экологическая безопасность</b>             | <p>– Источником загрязнения <i>гидросферы</i> могут быть производственными водами и мусором. А также бытовыми сточными водами.</p> <p>– Источником загрязнения <i>литосферы</i> могут быть нефтепродукты, химические реагенты и другие вещества. А также может произойти уничтожение и повреждение почвенного слоя.</p> |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> | <p>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации;</p> <p>– выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p> <p>– незапланированные выбросы углеводородов</p>                 |

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

| Должность  | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель<br>отделения общетехнических дисциплин | Гуляев Милий<br>Всеволодович |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                            | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------------|---------|------|
| 225А   | Фефелов Владимир Александрович |         |      |

## Введение

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Казанское нефтяное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области.

В географическом плане район исследования находится в пределах Васюганской равнины, расположенной в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. Территория района представляет собой плоскую пологоволнистую равнину, почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота.

Абсолютные отметки рельефа варьируются от 100 до 166 м

Речная сеть района представлена рекой Чузик и ее правыми притоками: р. р. Таволгой, Бол. и Мал. Казанкой. Все реки района мелководные с обрывистыми берегами. Река Мал. Казанка сечет западную половину месторождения с юго-востока на северо-запад. Ширина реки 5-7 м, скорость течения небольшая 0.4 - 0.6 м/сек, глубина 0.5 - 1.5 м. Берега реки заболочены и сильно залесены. Территория района покрыта в основном хвойным лесом (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.

Климат на территории исследования резко-континентальный, с продолжительной холодной и снежной зимой. Зима длится с ноября по апрель (180-185 дней). Температура воздуха в период зимы составляет в около минус 20-25 °С, иногда опускаясь до минус 50 °С. Промерзание болот, которое обеспечивает передвижение тяжелой техники по зимним дорогам и профилям, обычно начинается с середины декабря. Толщина покрова снега достигает 0,50-0,60 м, а грунт промерзает до 1,0-1,2м. Лето теплое, короткое. Самый жаркий месяц – июль, в это время температура повышается до плюс 30-32 °С. Навигационный период длится 150-170 дней.

Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Наибольшее количество осадков выпадает осенью и летом.

Район обжит слабо. Населенных пунктов непосредственно на территории месторождения нет. Ближайший крупный населённый пункт – село Пудино имеет аэропорт и причал и расположено в 35 км севернее месторождения.

Дорожная сеть развита слабо в основном из-за заболоченности территории. Движение по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом может осуществляться круглый год.

### **8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Специальные правовые нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ).

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ).

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в

100% объеме дороги до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

#### Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах необходимо производить в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия. При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля.

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

### Производственная безопасность

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных переездов на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных

работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.

Таблица 8.1. – Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы

| Факторы<br>(ГОСТ 12.0.003-2015)   | Этапы работ |                       | Нормативные<br>Документы  |
|---|-------------|-----------------------|---|
|   | Полевой     | Камеральные<br>работы |   |
| 1.Отклонение показателей микроклимата   | +           | +                     | 1. СП 52.13330.2011 [30];<br>2. ГОСТ 12.1.003-2014 [18];<br>3. СНиП 2.04.005-91 [29];<br>4. СНиП 23.05.95 [28];<br>5. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [19];<br>6. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [20];<br>7. ОСП -72/87 [23];<br>8. ГОСТ 12.1.030-81 [17];<br>9. ГОСТ 12.1.019-2009 [16];<br>10. ГОСТ 12.1.038-82 [26];<br>11. ГОСТ 12.2.062-81 [20];<br>12. ГОСТ 12.4.125-83 [21];<br>13. ГОСТ 12.1.005-88 [19]. |
| 2. Превышение уровня шума   | +           | +                     |   |
| 3. Отсутствие или недостаток естественного  | +           | +                     |   |
| 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны  |             | +                     |   |
| 5. Превышение уровня ионизирующих излучений   | +           |                       |   |
| 6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека | +           | +                     |   |
| 7. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования   | +           |                       |   |

#### Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные производственные факторы - воздействия, которых определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

## Полевые работы

### *1. Поражение электрическим током*

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81[17], ГОСТ 12.1.019-2019 [16], ГОСТ 12.1.038-82 [26])

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройств зануления;
- применением специальных схем защитного отключения;
- электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;



- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

## *2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [20], ГОСТ 12.4.125-83 [21]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт

оборудования должен производиться в соответствии с положением. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

#### Камеральные работы

##### *1. Поражение электрическим током*

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [17], ГОСТ 12.1.019-79 [16], ГОСТ 12.1.038-82 [26]).

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- применением специальных схем защитного отключения.

## Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Полевые работы.

### *1. Отклонение показателей микроклимата*

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Парабельском районе Томской области где климат района резко континентальный. Лето короткое, жаркое. Температура в самом теплом месяце - июле поднимается до плюс 30°C. Зима холодная, продолжительная, снежная. Самая низкая температура отличается в декабре, январе и феврале и достигает минус 45-50 °C, средняя температура зимой минус 22-25 °C, Снеговой покров достигает толщину до 1 м, часты метели и снегопады.

Преобладающее направление ветров юго-западное, а в зимний период -северо-восточное. Максимальная скорость ветра до 20 м/сек.

Среднегодовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. Все работы в полевых условиях производятся согласно СНиП 2.04.05-91 [29].

В Инструкции [17] о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре минус 27 °С, минус 29 °С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 30 °С, минус 35 °С без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 35 °С, минус 39 °С с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 40 °С работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

## *2. Превышение уровня шума*

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится ГОСТ 12.1.003-83 [18] в зависимости от характера работ.

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом СНиП П 12-77 [27]:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

### *3. Недостаточная освещенность*

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в нижеследующей таблице.

Таблица 8.2 – Нормы освещенности

| Места освещения   | Освещенность, лк |
|---|------------------|
| Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)                       | 40               |
| Щиты контрольно-измерительных приборов                                  | 50               |
| Площадка для кронблока  | 25               |
| Двигатели, насосы   | 25               |
| Лестницы, входы на буровую, приемный мост<br>Зумпф промывочной жидкости | 10               |

Рабочее освещение нормируется СНиП 23.05-95 [28] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких

теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

#### *4. Превышение уровня ионизирующих излучений*

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений ОСП -72/87 [22].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль. 1.

#### *Отклонение показаний микроклимата*

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в

специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

#### Камеральные работы

Микроклиматические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [31]. Этот ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ и ВДТ. В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 8.3 – Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры

| Период года              | Параметр микроклимата           | Величина   |
|--------------------------|---------------------------------|------------|
| 1                        | 2                               | 3          |
| Холодный и<br>Переходный | Температура воздуха в помещении | 22-24 °С   |
|                          | Относительная влажность         | 40-60 %    |
|                          | Скорость движения воздуха       | До 0,1 м/с |

| 1      | 2                               | 3           |
|--------|---------------------------------|-------------|
| Теплый | Температура воздуха в помещении | 23-25 °С    |
|        | Относительная влажность         | 40-60 %     |
|        | Скорость движения воздуха       | 0,1-0,2 м/с |

В таблице 1.3 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе (1а, 1б). Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную проточно-вытяжную вентиляцию. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения согласно СНиП 2.04.005-91 [29]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

## *2. Превышение уровня шума*

Источниками шума на рабочем месте с компьютерами являются сами вычислительные машины (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), системы вентиляции и другое оборудование. Уровень шума измеряют с помощью шумомера “Ш-70” СНиП -12-77 устанавливаются уровни шума на рабочем месте. Нормирование уровня шума на рабочих местах производится согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [18].

Для снижения уровня шума в помещениях при камеральных работах применяют наименее шумные агрегаты. Одновременно применяют архитектурно-строительные решения: 1) устройство подвесного потолка, который служит звукопоглощающим экраном; 2) использование звукопоглощающих материалов; 3) уменьшение площади стеклянных и окон для защиты от транспортного шума; 4) установка особо шумящих устройств



на упругие прокладки; 5) применение на рабочих местах звукогасящих экранов.

Уровень вибрации в помещениях может быть снижен путем установки оборудования на специальные фундаменты и виброизоляторы.

### *3. Недостаточная освещенность*

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23.05.95 [28]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой и средней точности общая освещенность должна составлять 300-500 лк, а комбинированная - 750 лк СНиП 23.05.95 [28].

## **8.2. Экологическая безопасность**

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую

среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.) и производить соответствующие природоохранные мероприятия.

Таблица 8.4 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

| Природные ресурсы и компоненты окружающей среды | Вредные воздействия   | Природоохранные мероприятия   |
|---|---|---|
| Земля и земельные ресурсы                       | 1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами.<br>2. Уничтожение и повреждение почвенного слоя. | 1.1. Сооружение поддонов, отсыпка стоянок для техники.<br>1.2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов, мусора и загрязненной земли.<br>1.3. Рекультивация земель.<br>2.1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. |
| Вода и водные ресурсы                           | 1. Загрязнение производственными водами и мусором.<br>2. Загрязнение бытовыми сточными водами.                                      | 1.1. Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.<br>2.1. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование).   |

### 8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Согласно классификации ЧС, наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на нефтяном месторождении при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают незапланированные выбросы

углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы:

- До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину.
- Буровое оборудование должно быть исправным.
- На скважине должен быть установлен превентор.
- Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.
- Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы. Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противопожарной службы. При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противопожарной и пожарной службе.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Для профилактики выбросов партией должны проводиться тренировки.

## **Заключение**

В данной работе были рассмотрены вопросы безопасности труда работников геофизической компании.

Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, таких как ионизирующее излучение, превышение уровня шума, недостаточная освещенность, нарушение микроклимата. Эти факторы могут влиять на работу геофизика, в связи с чем приведены рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снижать уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрено вредоносное влияние геофизической работы на экосистему и даны рекомендации по его снижению.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной работе проведен анализ геофизических исследований прошлых лет, на основании которого была построена физико-геологическая модель. Было выбрано местоположение проектируемой скважины, а также подобран комплекс геофизических методов, позволяющий решить поставленные геологические задачи.

Рассмотрены методики проектируемых скважинных исследований и обработка данных их результатов.

В специальной части рассмотрен вопрос особенностей выделения межфлюидных контактов.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины и установлению границ флюидных контактов на территории Казанского месторождения составляет 528030,9 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованные:

1. Евсеева Н.С. География Томской области. (Природные условия и ресурсы.). – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 223 с.
2. Карта месторождений нефти и газа Западной Сибири
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2003 г.
4. Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н. Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде – Новосибирск. Изд-во СО РАН, Геология и геофизика, 2013 г, т. 54, н. 8, с. 972-1012
5. Даненбег Е. Е., Белозеров В. Б. Брылина Н. А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
6. Черданцева Д. А. Литологические особенности осадочных пород Казанского месторождения (Томская область)/ Науч. Рук. доцент Л.А. Краснощекова// Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири, 2012.
7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, СОРАН, ИГИиГ, 2002 г.
8. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты под ред. Суркова, 1983.

9. Мельников В.П. Геологическое строение и нефтегазоносность Казанской площади. Отчет с/п 1,3/95/98 о проведенных детальных и поисковых работах МГОТ масштаб 1:50 000, выполненных зимой 1995-1996 г. И 1996-1997г. ТГФ, 1998 г.

10. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, Филиал "ГЕО", 2002. – 237 с.

11. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001. – 202 с

12. Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. Методы промысловой геофизики, аппаратура и оборудование, электрические методы исследования скважин. Москва, 1959г.

13. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник /Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1991 г.-421 с.

14. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах. - М: Недра, 1991 г.-421 с.

15. Методы ГИС в поисковых и разведочных скважинах /Под ред. И.Г. Тувогина, Уфа, 1986 г. 393 с.

16. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва: Недра, 1987.

17. Добрынин В.М., Бродский П.А., Городнов А.В., Добрынин С.В., Черноглазов В.Н. Способ определения нефтенасыщенности горных пород (патент РФ № 2043495)

Нормативные:

18. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах - М.: Недра, 2001.

19. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

20. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

21. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
  22. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
  23. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
  24. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средство коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
  25. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. - С. 12.
  26. . ОСП-72/87.
  27. . СанПин 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
  28. . ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
  29. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
  30. СНиП П-12-77. Защита от шума.
  31. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
  32. СНИП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
  33. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
  34. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- Фондовые:
35. Дела 1-9 скважин Казанского месторождения. Филиал ООО «ГеоПрайм» («Томская геофизическая компания»), г. Томск.
- Электронные
36. Физическая карта России, 2004 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа – [https://vladmuz.ru/travel\\_photos/map-of-Russia/map-of-Russia-big.jpg](https://vladmuz.ru/travel_photos/map-of-Russia/map-of-Russia-big.jpg) (дата обращения 25.03.2020)



37. Методика и техника метода ПС Гаврилов М.Н. [электронный ресурс]-

<https://portal.tpu.ru/SHARED/g/GAVRILOVMN/News/методика%20и%20техника%20ПС.pdf> (дата обращения 19.05.2020)

38. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya obl/26\\_geol.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/26_geol.jpg)  
[электронный ресурс] (дата обращения 15.05.2020)

39. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya obl/04\\_adm.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/04_adm.jpg)  
[электронный ресурс] (дата обращения 15.05.2020)

40. [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya obl/19\\_iz\\_seism.jpg](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/sfo/tomskaya_obl/19_iz_seism.jpg)  
[электронный ресурс] (дата обращения 15.05.2020)